

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт управления бизнес-процессами и экономики

Кафедра «Экономика и организация предприятий энергетического  
и транспортного комплексов»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Е.В. Кашина  
подпись  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2016 г.

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

080502.65.04.00 «Экономика и управление на предприятии (в энергетике)»  
код и наименование специальности

**ОБОСНОВАНИЕ КОМПЛЕКСНОГО ТЕХНИЧЕСКОГО  
ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ И РЕКОНСТРУКЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО  
ОБЪЕКТА (НА ПРИМЕРЕ ПС 220 кВ ЕЛАНСКАЯ)**

Пояснительная записка

Руководитель	_____	старший преподаватель	<u>Л.В. Голованова</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>Н.В. Виданова</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Красноярск 2016

# СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1 Исследование теоретических, методических и законодательных основ обоснования инвестиций в электроэнергетике России.....	5
1.1 Нормативно-правовое поле деятельности в электроэнергетической отрасли .....	5
1.2 Методические основы обоснования инвестиционных проектов в электроэнергетике .....	10
1.3 Характеристика ПАО «ФСК ЕЭС» как субъекта электроэнергетической отрасли .....	21
2 Оценка существующего положения в электроэнергетике региона.....	30
2.1 Оценка энергетической ситуации в регионе и обоснование потребности региона в развитии электроэнергетических объектов...	30
2.2 Характеристика инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС».....	36
2.3 Обоснование необходимости комплексного технического перевооружения и реконструкции ПС 220 кВ Еланская.....	45
3 Оценка экономической эффективности инвестиционного проекта на стадии обоснования инвестиций.....	53
3.1 Оценка и прогноз потенциальных денежных потоков проекта.....	53
3.2 Оценка экономической эффективности проекта.....	65
3.3 Анализ чувствительности показателей экономической эффективности инвестиционного проекта .....	67
Заключение.....	76
Список использованных источников.....	79
Приложения А-В.....	86

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Обоснование комплексного технического перевооружения и реконструкции энергетического объекта (на примере ПС 220 кВ Еланская)	Лит.	Лист	Листов			
Разраб.		Виданова Н.В.									
Провер.		Голованова Л.В.					2	92			
						ЭОПЭТК					
Н. Контр.		Бочарова Е.В.									

## ВВЕДЕНИЕ

Для публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (далее ПАО «ФСК ЕЭС») основными целями деятельности являются, [49]:

- достижение наилучших показателей производственно-экономической деятельности;
- развитие электрических сетей, обеспечение выдачи мощности электростанций и создание условий для надежного электроснабжения потребителей;
- преодоление старения основных фондов;
- развитие централизованного технологического управления электрическими сетями;
- создание сетевой и технологической инфраструктуры;
- присоединение к электрической сети участников оптового рынка;
- доведение технического уровня Единой национальной электрической сети (далее ЕНЭС) до мировых стандартов;
- повышение эффективности функционирования за счет снижения издержек, удельных расходов по эксплуатации и потерь в сетях ЕНЭС;
- реализация единой стратегии в области инвестиций и привлечения капитала.

Для достижения поставленных целей решается ряд стратегических задач. В числе наиболее значимых – реформирование электросетевого комплекса, обеспечение надежного технологического функционирования и развития ЕНЭС, управление капитальным строительством, управление научно-техническим обеспечением развития и эффективного функционирования ЕНЭС, корпоративное управление и правовое обеспечение функционирования ЕНЭС, [1, 2].

Цель дипломного проекта заключается в оценке эффективности

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		3

комплексного технического перевооружения и реконструкции подстанции 220 кВ Еланская как способа расширения возможностей технологического подключения, повышения надежности энергоснабжения потребителей в рассматриваемом энергоузле.

Для решения поставленной цели были выполнены следующие задачи:

- проанализированы нормативно-правовые основы деятельности и методические основы обоснования инвестиционных проектов в электроэнергетике;
- дана характеристика основных направлений инвестиционной деятельности в электроэнергетической отрасли;
- рассмотрена деятельность ПАО «ФСК ЕЭС» как хозяйствующего субъекта;
- обоснована необходимость технического перевооружения и реконструкции ПС 220 кВ Еланская;
- произведена оценка потенциальных денежных потоков и экономической эффективности инвестиционного проекта;
- выполнена оценка чувствительности показателей экономической эффективности инвестиционного проекта.

Предметом исследования явились целостные системы теоретических, методических и практических основ оценки инвестиционных проектов.

Объектом исследования является Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Магистральные электрические сети Сибири (далее МЭС Сибири).

Задачи исследования решались с учетом официальных статистических материалов, законодательных актов и других нормативных документов Российской Федерации, регулирующих вопросы оценки инвестиционных проектов.

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

# **1 Исследование теоретических, методических и законодательных основ обоснования инвестиций в электроэнергетике России**

## **1.1 Нормативно-правовое поле деятельности в электроэнергетической отрасли**

В соответствии с Энергетической стратегией России на период до 2030 г. (с пролонгацией до 2035 г.), [23], энергетический сектор обеспечивает функционирование всех отраслей национального хозяйства, способствует консолидации субъектов Российской Федерации, во многом определяет формирование основных финансово-экономических показателей страны. Природные топливно-энергетические ресурсы, производственный, научно-технический и кадровый потенциал энергетического сектора экономики являются национальным достоянием России. Его эффективное использование создает необходимые предпосылки для вывода экономики страны на путь устойчивого развития, обеспечивающего рост благосостояния и повышение уровня жизни населения.

Структурная реорганизация электроэнергетической отрасли поставила перед энергетиками России ряд новых специфических задач, а именно, [28]:

- создание правовой базы для эффективного управления электроэнергетикой;
- совершенствование финансовой и инвестиционной политики в новых экономических условиях;
- организация управления в условиях новых форм собственности, системы договоров и контрактов между производителем и потребителем;
- методическое, правовое и организационное обеспечение оптового рынка мощности и энергии России.

Главным средством решения поставленных задач является формирование цивилизованного энергетического рынка и

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

недискриминационных экономических отношений его субъектов между собой и с государством. В этой связи не вызывает сомнений необходимость четкого и развернутого правового регулирования отношений, складывающихся в электроэнергетической отрасли. Вертикальная структура законодательства в Российской Федерации приведена на рисунке 1.

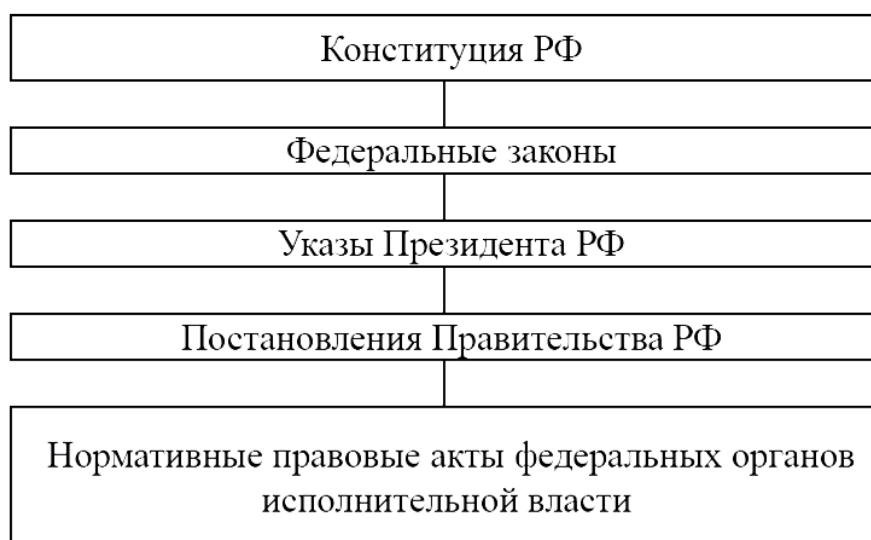


Рисунок 1 – Структура законодательства об электроэнергетике

Особая роль в электроэнергетическом законодательстве отводится Федеральному закону от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», [14], – нормативному правовому акту межотраслевого характера, принятому в рамках основных направлений реформирования электроэнергетики Российской Федерации, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 11 июля 2001 г. № 526, и заложившему правовую основу функционирования в Российской Федерации реформированной электроэнергетической отрасли.

Нормы Федерального закона «Об электроэнергетике» направлены на регламентацию:

- основ организации электроэнергетики;
- вопросов функционирования Единой национальной (общероссийской)

электрической сети;

- оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;
- системы государственного регулирования и контроля в электроэнергетике;
- вопросов функционирования оптового и розничных рынков;
- особенностей осуществления хозяйственной деятельности в электроэнергетике.

Принятие Федерального закона «Об электроэнергетике» определило основные принципы реформирования электроэнергетики России, которые существенно изменили экономические и организационные условия функционирования и развития отрасли в целом и отдельных ее сегментов, в том числе магистральных электрических сетей.

Технологической основой функционирования Единой энергетической системы России является Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть, выполняющая функцию передачи потоков электрической энергии из энергоизбыточных в энергодефицитные территории, обеспечивая за счет этого общую сбалансированность территорий России по энергетическим ресурсам, а совместно с распределительными сетями – устойчивое электроснабжение промышленных и коммунально-бытовых потребителей электрической энергией. Кроме того, ЕНЭС обеспечивает параллельную работу ЕЭС России и электроэнергетических систем иностранных государств, расширяя экспортные возможности Российской Федерации. Понятие ЕНЭС заложено в Постановление Правительства РФ от 28 октября 2003 года № 648 «Об утверждении Положения об отнесении объектов электросетевого хозяйства к Единой национальной (общероссийской) электрической сети и о ведении реестра объектов электросетевого хозяйства, входящих в Единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть», [9].

Единая национальная электрическая сеть формируется на основании

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

критериев отнесения магистральных линий электропередачи и объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети, определенных Постановлением Правительства РФ от 21 декабря 2001 года № 881, [18], и включает линии электропередачи и подстанции 220 кВ и выше, обеспечивающие параллельную работу энергосистем различных субъектов РФ, выдачу мощности электростанций – субъектов общероссийского оптового рынка электроэнергии и мощности, выдачу мощности в крупные узлы электрической нагрузки, а также межгосударственные линии электропередачи.

В соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» управление ЕНЭС возложено на ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы», которая осуществляет деятельность по оказанию услуг по присоединению пользователей к ЕНЭС и по передаче электроэнергии по этим сетям. Данные виды услуг обеспечивают эксплуатацию и развитие ЕНЭС и включают меры, направленные на снятие (снижение объемов) технологических ограничений возможности передачи электрической энергии между регионами РФ, выдачу полного объема мощности действующих и вновь вводимых электростанций и присоединение новых мощностей потребителей электроэнергии.

В дополнение к закону «Об электроэнергетике» Федеральный закон от 17 августа 1995 года № 147-ФЗ «О естественных монополиях», [17], каковой является и ПАО «ФСК ЕЭС», определяет правовые основы федеральной политики в отношении естественных монополий в Российской Федерации и направлен на достижение баланса интересов потребителей и субъектов естественных монополий, обеспечивающего доступность реализуемого ими товара для потребителей и эффективное функционирование субъектов естественных монополий.

Федеральный закон от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8



внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», [15], регулирует отношения по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, целью которого является создание правовых, экономических и организационных основ стимулирования энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Документы, касающиеся функционирования оптового рынка электроэнергии (мощности), определяют правила технологического присоединения к электросетям, порядок взаимодействия сетевой организации и потребителя в процессе исполнения договора оказания услуг по передаче электроэнергии, порядок взаимодействия с системным оператором и с ОАО «АТС».

Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172 «Правила оптового рынка электрической энергии и мощности», [11], регламентирует отношения между субъектами оптового рынка на оптовом рынке электроэнергии и мощности: производителями электроэнергии, гарантирующими поставщиками, энергосбытовыми компаниями, а также очень крупными потребителями электроэнергии, которые получили статус субъектов оптового рынка электроэнергии и мощности.

Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2004 г. N 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа...», [10], определяет общие принципы и порядок обеспечения недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии, а также оказания этих услуг. Правилами определен порядок заключения и исполнения договора об оказании услуг по передаче электрической энергии, порядок доступа к электрическим сетям в условиях их ограниченной пропускной способности. Определен порядок установления тарифов на услуги по передаче электрической энергии, который предусматривает учет степени использования мощности электрической сети.

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Важным является Постановление Правительства РФ от 21 января 2004 г. № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии», [12], где определен список информации, которую субъекты естественных монополий обязаны раскрывать путем публикации на своем официальном сайте или других источниках. В частности, для гарантирующих поставщиков прописаны требования к публикации цен на электроэнергию и ее составляющих, основных условий договоров энергоснабжения, а для сетевых компаний прописано требование к публикации информации о свободных источниках питания для осуществления технологического присоединения.

В 2011 году был завершен переходный период реформирования российской электроэнергетики, сформированы компании целевой структуры отрасли на базе ОАО РАО «ЕЭС России», либерализовано ценообразование на оптовом и розничных рынках электрической энергии (мощности). С учетом данных обстоятельств проведены существенные преобразования как в нормативной базе отрасли, так и в институциональном отношении, [42].

В соответствии с указанными выше нормативно-правовыми документами, основными целями управления электроэнергетической отраслью являются повышение эффективности предприятий электроэнергетики и создание условий для развития отрасли на основе инвестиций – что и является главной задачей ПАО «ФСК ЕЭС» как инфраструктурной организации.

## **1.2 Методические основы обоснования инвестиционных проектов в электроэнергетике**

В сфере экономики одной из наиболее существенных угроз является снижение инвестиционной, инновационной активности и научно-технического потенциала.

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

Развитие национальной экономики неразрывно связано с активизацией инвестиционной деятельности предприятий и организаций, в частности развитие электроэнергетики в значительной степени зависит от инвестиций. Динамика инвестиций в основной капитал в Российской Федерации за 2013 и 2014 год относительно периода с 2009 по 2012 год, по данным Росстата, как видно из рисунка 2, отрицательная, [48].

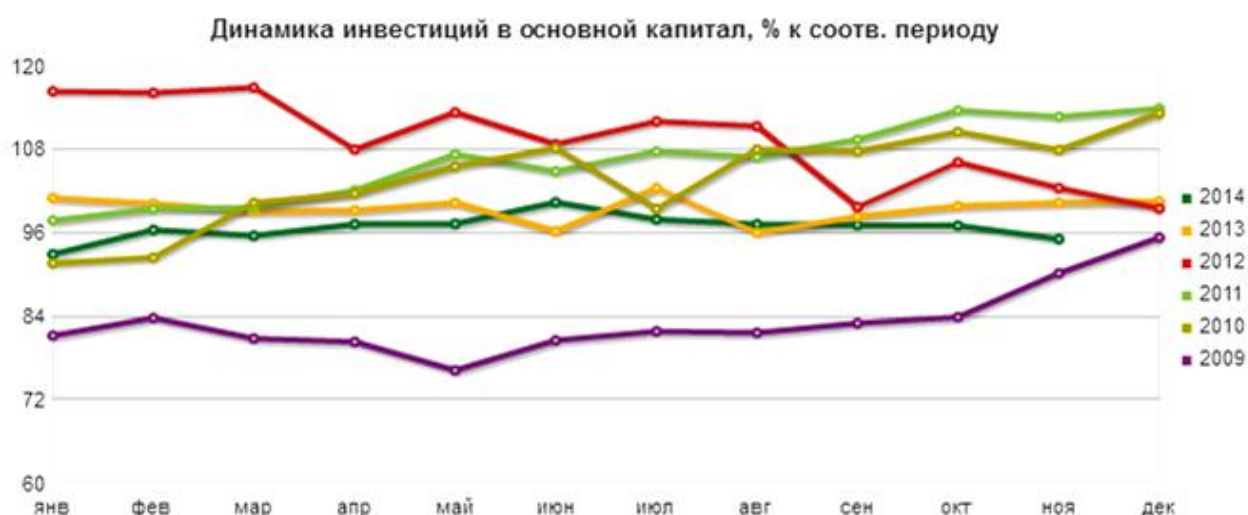


Рисунок 2 – Динамика инвестиций в основной капитал по годам

В Федеральном законе «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений» № 39 от 25 февраля 1999 г., [5], дано следующее определение инвестициям: «инвестиции – денежные средства, ценные бумаги, иное имущество, в том числе имущественные права, иные права, имеющие денежную оценку, вкладываемые в объекты предпринимательской и (или) иной деятельности в целях получения прибыли и (или) достижения иного полезного эффекта».

Инвестиционная деятельность – понятие емкое и подразумевает не только вложение инвестиций (инвестирование), но и осуществление совокупности практических действий по их реализации.

Субъектами инвестиционной деятельности являются инвесторы, заказчики, исполнители работ, пользователи объектов инвестиционной деятельности и другие участники инвестиционного процесса.

Инвесторы осуществляют вложение собственных или привлеченных средств в форме инвестиций и обеспечивают их целевое использование. Независимо от формы собственности, которая им принадлежит, и видов их деятельности они наделены равными правами, установленными законодательством об инвестиционной деятельности. Инвестор имеет право самостоятельно определять объемы, направления и эффективность инвестиций, создавать акционерные общества, организовывать конкурсы и торги для привлечения физических и юридических лиц к осуществлению инвестиционной деятельности, [28].

Планирование инвестиционной деятельности предполагает, что руководство энергетической компании имеет четко разработанную стратегию развития, что цели компании и планы по их достижению ясны и ими фактически руководствуются при планировании и осуществлении инвестиций.

В своей инвестиционной деятельности ПАО «ФСК ЕЭС» руководствуется тремя основными документами:

- Федеральный закон № 39 от 25 февраля 1999 г. «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений», [5];
- Постановление Правительства РФ от 1 декабря 2009 г. № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики», [6];
- Регламент инвестиционной деятельности ПАО «ФСК ЕЭС» от 13.01.2011, [46].

Коммерческая эффективность рассматриваемого в дипломном проекте инвестиционного проекта проанализирована, руководствуясь Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО (с типовыми примерами) от 31.03.2008 № 155, [3].

В зависимости от вида объекта инвестирования инвестиции можно подразделить на финансовые, нематериальные и материальные.

К финансовым (их также называют портфельными) инвестициям относятся вложения средств в финансовые активы, в приобретение акций, облигаций и других ценных бумаг, целевые денежные вклады, банковские депозиты.

Нематериальные инвестиции – это вложение средств в рекламу, подготовку кадров, научные исследования, разработки торговых знаков, приобретения лицензий и тому подобное.

Под материальными (капиталообразующими) инвестициями понимается вложение финансовых средств в создание и воспроизводство материальных объектов (то есть новое строительство), расширение, реконструкцию, техническое перевооружение действующего производства, а также в создание материальных производственных запасов.

Материальные инвестиции – инвестиции в физические активы, чаще именуют инвестициями в реальные активы. В дипломном проекте рассмотрен проект инвестирования в реальные активы.

Для достижения производственно-хозяйственных целей энергопредприятие в рамках инвестиционной политики разрабатывает инвестиционные проекты. В самом общем понимании инвестиционным проектом называется план, или программа вложения капитала с целью последующего получения прибыли.

Инвестиционный проект может рассматриваться со следующих позиций, [36]:

- как обоснование экономической целесообразности, объема и сроков осуществления капитальных вложений;

- как необходимая проектно-сметная документация, разработанная в соответствии с законодательством Российской Федерации и утвержденными в установленном порядке стандартами (нормами и правилами);

- как описание практических действий по осуществлению инвестиций (бизнес-план).

В зависимости от значимости и влияния на внешнюю среду проекты, осуществляемые ПАО «ФСК ЕЭС», подразделяются:

- народно-хозяйственные, реализация которых существенно влияет на экономическую, социальную или экологическую ситуацию в стране;

- крупномасштабные, реализация которых существенно влияет на экономическую, социальную или экологическую ситуацию в отдельных регионах;

- локальные, реализация которых не оказывает существенного влияния на экономическую, социальную или экологическую ситуацию в регионе и не изменяет уровень и структуру цен на товарных рынках.

Рассматриваемый в дипломе инвестиционный проект – «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция подстанции 220 кВ Еланская» – занимает промежуточное положение крупномасштабного и локального проекта одновременно.

Можно выделить три основных этапа инвестиционного процесса, на которых осуществляется оценка эффективности инвестиционных проектов:

- прединвестиционный этап;
- этап инвестирования;
- этап эксплуатации.

На прединвестиционном этапе проект разрабатывается, готовится его технико-экономическое обоснование, осуществляется выбор поставщиков материалов и оборудования, ведутся переговоры с участниками проекта, осуществляется юридическое оформление проекта. Стоимость проведения прединвестиционных исследований в общей сумме капитальных затрат

довольно высока, составляет от 0,8 до 5 процентов от объёма инвестиций.

Следующий период времени отводится под фазу инвестирования. Принципиальное отличие этого этапа развития проекта от предыдущего и последующего состоит в том, что начинают предприниматься действия, требующие гораздо больших затрат и носящие необратимый характер (закупка оборудования, строительство). На этом этапе формируются постоянные активы предприятия.

С момента ввода в действие основного оборудования или по приобретении недвижимости начинается третья стадия развития инвестиционного проекта – эксплуатационная. Этот период характеризуется началом производства продукции или оказания услуг и соответствующими поступлениями и текущими издержками. Значительное влияние на общую характеристику проекта будет оказывать продолжительность эксплуатационной фазы. Очевидно, что чем дальше будет отнесена во времени ее верхняя граница, тем большей будет совокупная величина дохода.

Продолжительность интервалов планирования для крупномасштабных и длительных проектов – год.

Основная задача, решаемая при определении финансовой состоятельности проекта – оценка его ликвидности – способность проекта (предприятия) своевременно и в полном объёме отвечать по имеющимся финансовым обязательствам, [28].

Эффект показывает, насколько результаты реализации проекта выше затрат на него за определенный период времени, [36].

В рыночной экономике оценка эффективности инвестиций осуществляется по критериям, соизмеряющим все виды доходов и все виды расходов по данному проекту за весь жизненный цикл объекта, то есть от момента вложения первого рубля в разработку проекта до последнего года нормативного периода эксплуатации объекта или до момента завершения его существования.

Информационной базой для расчета эффективности инвестиций по всем критериям является поток платежей, или, как его еще называют, поток наличности, в который включают все доходы и расходы по проекту для каждого года инвестиционного периода.

Оценка финансовой состоятельности инвестиционного проекта основывается на трех формах отчетности, [34]: отчет о прибыли, отчет о движении денежных средств, балансовый отчет. Структура этих форм предоставляет возможность проследить динамику развития проекта по каждому интервалу планирования в течение всего срока его жизни. При этом могут быть рассчитаны самые различные показатели финансовой состоятельности, проведена оценка ликвидности, выполнен анализ источников финансирования. Все три базовые формы основываются на одних и тех же данных и должны корреспондироваться друг с другом.

Поскольку нормативный период эксплуатации энергетических объектов достаточно продолжителен, для каждого года формируется поток наличности  $P_t$ , руб/год:

$$P_t = ОП_t - Z_t - H_t - И_t, \quad (1)$$

где  $ОП_t$  – объем продаж продукции и товаров, производимых объектом, создаваемым по данному проекту в год  $t$ ;

$Z_t$  – текущие затраты (годовые издержки) в год  $t$ , без учета амортизации (так как амортизационные отчисления являются доходом и остаются у акционерного общества);

$H_t$  – налоги, выплачиваемые в год  $t$  и относящиеся к данному проекту;

$И_t$  – инвестиции (капитальные затраты) в реализацию проекта в год  $t$ .

Текущие затраты рассчитывают в соответствии с элементами сметы затрат, налоги – в соответствии с налоговым законодательством,



инвестиции – в соответствии с нормативами капитальных затрат или сметой затрат по проекту, [28].

Учет фактора времени ориентирован на то, что настоящая ценность денег больше, чем будущая. Поэтому для соизмерения разновременных величин применяется дисконтирование (приведение их к ценности настоящего момента времени), [36]. Для приведения к начальному моменту времени используется коэффициент дисконтирования, определяемый как величина, обратная начислению процента:

$$D = \frac{1}{(1 + E)^k}, \quad (2)$$

где  $D$  – коэффициент дисконтирования;

$E$  – норма дисконта, выраженная в долях единицы в год;

$k$  – порядковый номер интервала планирования (при условии, что за нулевой принят интервал начала осуществления проекта, то есть  $D_{k=0} = 1$ ).

Норма дисконта  $E$  представляет собой скорректированную с учетом инфляции минимальную приемлемую для инвестора доходность вложенного капитала.

Выбор уровня процентной ставки не является однозначным и зависит от ряда факторов и от экономической ситуации. Следует учитывать, что чем выше процентная ставка, тем в большей степени учитывается фактор времени, то есть более отдаленные платежи оказывают все меньшее влияние на современную величину и тем меньшее значение дохода, [28].

Показатели, используемые для расчета эффективности рассматриваемого инвестиционного проекта:

- чистый доход;
- чистый дисконтированный доход;
- внутренняя норма доходности;

- индекс доходности;
- дисконтированный срок окупаемости.

Чистым доходом (*ЧД*, или *Net Value – NV*) называется накопленный эффект (сальдо денежного потока) за расчетный период, где суммирование распространяется на все шаги расчетного периода:

$$\text{ЧД} = \sum_{t=1}^T P, \quad (3)$$

где  $P$  – годовые денежные потоки, генерируемые первоначальной инвестицией в течение  $T$  лет.

Чистый дисконтированный доход (*ЧДД*, или *Net present value – NPV*) – накопленный дисконтированный эффект за расчетный период – один из важнейших показателей, на основании которого принимается решение об эффективности (неэффективности) проекта, [36].

Критерий *ЧДД* представляет собой разность между суммой дисконтированных доходов и суммой дисконтированных расходов за инвестиционный период, млн руб., [28]:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \frac{P}{(1+E)^t} - \sum_{t=1}^T \frac{И}{(1+E)^t}, \quad (4)$$

где  $P$  — доход от инвестиции в  $t$ -м году;

$И$  — объем инвестиций в  $t$ -м году;

$E$  – норма дисконта.

Очевидно, что если:  $\text{ЧДД} > 0$ , то проект следует принять;  $\text{ЧДД} < 0$ , то проект следует отвергнуть;  $\text{ЧДД} = 0$ , то проект ни прибыльный, ни убыточный.

$ЧД$  и  $ЧДД$  характеризуют превышение суммарными денежными поступлениями суммарных затрат для данного проекта соответственно без учета и с учетом фактора времени.

Разность ( $ЧД-ЧДД$ ) нередко называют дисконтом проекта. Положительное значение  $ЧДД$  показывает, что данный вариант проекта при выбранной норме дисконта доходен, то есть инвестор получит норму прибыли выше, чем расчетная норма дисконта, [38].  $ЧДД$  прост в расчете и отражает реальное изменение активов инвестора при реализации проекта.

Внутренняя норма доходности ( $ВНД$ , или *Internal Rate of Return – IRR*) выявляет границу, отделяющую все доходные инвестиционные проекты от убыточных. Внутренняя ставка доходности характеризует процент на капитал, при котором  $ЧДД = 0$ , то есть когда дисконтированные доходы равны дисконтированным расходам за весь инвестиционный цикл проекта:

$$\sum_{t=1}^T \frac{P}{(1 + ВНД)^t} = \sum_{t=1}^T \frac{И}{(1 + ВНД)^t}. \quad (5)$$

Для оценки эффективности инвестиционных проектов значение  $ВНД$  необходимо сопоставлять с нормой дисконта  $E$ . Инвестиционные проекты, у которых  $ВНД > E$ , имеют положительный  $ЧДД$  и поэтому эффективны, и наоборот при  $ВНД < E$ .

Коэффициент, характеризующий отношение  $ЧДД$  к дисконтированным расходам, называется индексом доходности или рентабельностью инвестиций ( $ИД$ , или *Profitability Index – PI*),

$$ИД = \sum_{t=1}^T \frac{P}{(1 + E)^t} / И. \quad (6)$$

$ИД$  – это показатель, позволяющий определить, в какой мере возрастает ценность фирмы (богатство инвестора) в расчете на одну денежную единицу

инвестиций, то есть характеризует (относительную) отдачу проекта на вложенные в него средства. Этот индекс по алгоритму расчета является «классическим» показателем рентабельности, так как рассчитывается как отношение результата к затратам, [24].

И поскольку  $ИД$  характеризует доход на единицу затрат, то если  $ИД > 1$  и  $ЧДД > 0$ , вложение инвестиций в проект эффективно.

Под сроком окупаемости инвестиций понимается срок, по истечении которого общая сумма поступлений от проекта станет равной общей сумме вложенных средств. Дисконтированный период окупаемости ( $ДТ_{ок}$ , или *Discounted payback period – DPP*) определяется отношением приведенной стоимости первоначальных инвестиций к средней величине дисконтированного денежного потока в данном периоде:

$$ДТ_{ок} = \sum_{t=1}^T \frac{P}{(1+E)^t} \geq И. \quad (7)$$

Таким образом, в процессе оценки эффективности инвестиционных проектов учитываются следующие принципы, [36]:

- рассмотрение проекта на протяжении всего его жизненного цикла (расчетного периода) – от проведения прединвестиционных исследований до прекращения проекта;
- моделирование денежных потоков, включающих все связанные с осуществлением проекта денежные поступления и расходы за расчетный период;
- положительность и максимум эффекта;
- учет фактора времени;
- учет только предстоящих затрат и поступлений;
- учет всех наиболее существенных последствий проекта;

- многоэтапность оценки (на различных стадиях разработки и осуществления проекта его эффективность определяется заново, с различной глубиной проработки);

- учет влияния на эффективность инвестиционного проекта потребности в оборотном капитале, необходимом для функционирования создаваемых в ходе реализации проекта производственных фондов;

- учет влияния инфляции;

- учет (количественный) влияния неопределенности и рисков, сопровождающих реализацию проекта.

Учитывая принципы оценки экономической эффективности в дипломном проекте выполнен анализ чувствительности инвестиционного проекта с целью оценки инвестиционного риска, для того чтобы расчет экономической эффективности инвестиционного проекта был достаточно достоверным.

### **1.3 Характеристика ПАО «ФСК ЕЭС» как субъекта электроэнергетической отрасли**

К субъектам электроэнергетики в соответствии с федеральным законом №35-ФЗ «Об электроэнергетике» от 26.03.2003, [14], относятся лица (организации), осуществляющие производство электрической, тепловой энергии и мощности, приобретение и продажу электрической энергии и мощности, энергоснабжение потребителей, оказание услуг по передаче электрической энергии, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, сбыт электрической энергии (мощности), организацию купли-продажи электрической энергии и мощности.

Функционирование энергосистемы Российской Федерации основано на сочетании действующей под государственным контролем технологической и коммерческой инфраструктуры, с одной стороны, и взаимодействующих

между собой в конкурентной среде организаций, осуществляющих выработку и сбыт электроэнергии.

К организациям технологической инфраструктуры относятся Публичное акционерное общество «Российские сети» (ПАО «Россети») – оператор энергетических сетей в России, включающее компанию, управляющую единой национальной электрической сетью (ПАО «ФСК ЕЭС»), межрегиональные распределительные сетевые компании (МРСК), и организация, осуществляющая диспетчерское управление (ПАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – ПАО «СО ЕЭС»). В коммерческую инфраструктуру входит ПАО «Администратор торговой системы» (ПАО «АТС») и его дочерняя организация ПАО «Центр финансовых расчетов». Деятельность инфраструктурных организаций, в том числе ценообразование и условия взаимодействия с контрагентами, подлежит государственному регулированию, [42].

ПАО «ФСК ЕЭС» создано в соответствии с программой реформирования электроэнергетики Российской Федерации как организация по управлению ЕНЭС с целью ее сохранения и развития.

Постановлением Правительства РФ от 11.07.2001 № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации», [20], Единая энергетическая система России признана «общенациональным достоянием и гарантией энергетической безопасности» государства. Основной ее частью «является единая национальная энергетическая сеть, включающая в себя систему магистральных линий электропередачи, объединяющих большинство регионов страны и представляющая собой один из элементов гарантии целостности государства». Для ее «сохранения и укрепления, обеспечения единства технологического управления и реализации государственной политики в электроэнергетике» было предусмотрено создание ПАО «ФСК ЕЭС».

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

В постановлении Правительства Российской Федерации от 21.12.2001 № 881 были утверждены критерии отнесения к ЕНЭС магистральных линий электропередачи и объектов электросетевого хозяйства, [18].

Государственная регистрация ПАО «ФСК ЕЭС» состоялась 25 июня 2002 года.

Уставный капитал ПАО «ФСК ЕЭС» составляет 633 570 508 рублей 00 копеек и разделен на 1 274 665 323 063 штук обыкновенных акций номинальной стоимостью 50 копеек каждая, [46].

В собственности ОАО «Россети» находятся 80,13% размещенных акций ПАО «ФСК ЕЭС» (14 июня 2013 г. Российской Федерацией в качестве вклада в уставный капитал ОАО «Россети» внесено 79,64% акций ПАО «ФСК ЕЭС», находящихся в федеральной собственности), в собственности миноритарных акционеров – 19,28% акций Федеральной сетевой компании, Росимущество – 0,59%.

Основные направления деятельности компании:

- управление Единой национальной (общероссийской) электрической сетью;
- предоставление услуг субъектам оптового рынка электрической энергии по передаче электрической энергии и присоединению к электрической сети;
- инвестиционная деятельность в сфере развития Единой национальной (общероссийской) электрической сети;
- поддержание в надлежащем состоянии электрических сетей;
- технический надзор за состоянием сетевых объектов.

ПАО «ФСК ЕЭС» является естественной монополией, [17], в своем виде деятельности, входит в перечень системообразующих организаций, имеющих стратегическое значение.

За 2015 год в целом фактический сальдированный отпуск электроэнергии из сетей ЕНЭС по границам балансовой принадлежности с

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

распределительными сетевыми компаниями, потребителям и независимым АО-энерго, зафиксированных в актах учета перетоков по сечениям ПАО «ФСК ЕЭС» – смежный участник ОРЭМ составил 503 974 млн. кВт·ч.

По итогам 2015 года по сетям ЕНЭС в сопредельные государства передано электроэнергии в сальдированном выражении 16 018 млн. кВт·ч.

Удельная аварийность за 2015 год составила 1,23 шт., что на 21,7 % ниже показателя 2014 года.

ПАО «ФСК ЕЭС» является участником рынка корпоративных облигаций. По состоянию на 31 декабря 2015 года, в обращении находятся облигационные займы ПАО «ФСК ЕЭС» на общую сумму 257,1 млрд. руб., а также еврооблигации Federal Grid Finance Ltd с объемом выпуска 17,5 млрд. руб.

В структуру ПАО «ФСК ЕЭС» входят:

- 8 филиалов «Магистральные электрические сети» (МЭС);
- 41 филиал «Предприятия магистральных электрических сетей» (ПМЭС);
- 1 филиал «Специализированная производственная база «Белый Раст»;
- 1 филиал «Центр технического надзора».

В эксплуатационном обслуживании МЭС Сибири находятся электросетевые объекты, расположенные на территориях:

- Республики Бурятия;
- Республики Тывы;
- Республики Хакасия;
- Алтайского края;
- Забайкальского края;
- Кемеровской области;
- Красноярского края;
- Новосибирской области;
- Омской области;
- Томской области.

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24



География обслуживаемых МЭС Сибири территорий РФ представлена на рисунке 3.

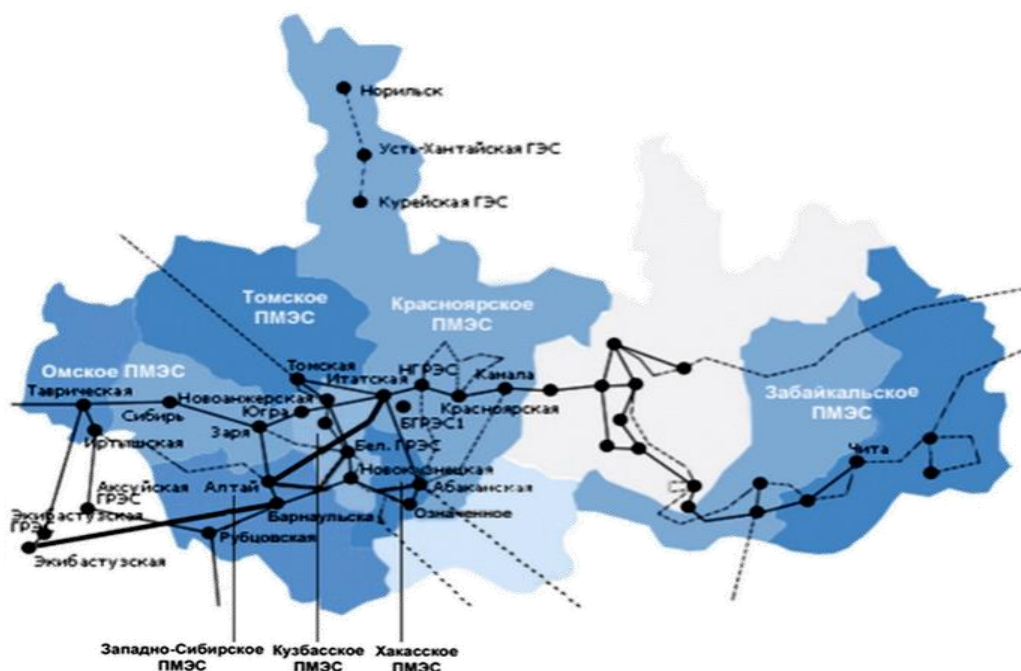


Рисунок 3 – Территориальное расположение МЭС Сибири

Задачи филиалов ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС:

- оказание услуг по передаче и распределению электрической энергии;
- оказание услуг по присоединению к электрическим сетям;
- оказание услуг по сбору, передаче и обработке технологической информации, включая данные измерений и учета;
- эксплуатация электрических сетей и иных объектов электросетевого хозяйства и технологическое управление ими;
- эксплуатация сетей технологической связи, средств измерений и учета, оборудования релейной защиты и противоаварийной автоматики и иного, связанного с функционированием электросетевого хозяйства, технологического оборудования, а также технологического управления ими;
- развитие электрических сетей и иных объектов электросетевого хозяйства, включая проектирование, инженерные изыскания, строительство, реконструкцию, техническое перевооружение, монтаж и наладку.

В настоящее время филиалы ПАО «ФСК ЕЭС» обеспечивают функционирование 140,5 тыс. км линий электропередачи и 931 подстанции общей трансформаторной мощностью более 332,4 тысяч МВА напряжением до 750 кВ, таким образом, компания занимает первое место в мире среди публичных электросетевых компаний по этим показателям.

Компания обеспечивает надежное энергоснабжение потребителей в 75 регионах Российской Федерации общей площадью более 14,8 млн. кв. км. За счет электроэнергии, передаваемой по сетям ПАО «ФСК ЕЭС», покрывается половина совокупного энергопотребления всей страны.

ПАО «ФСК ЕЭС» своими сетями непосредственно связана (на условиях параллельной работы) с энергосистемами 5-ти стран Содружества Независимых Государств, странами Балтии, Грузией, а также с выделенными энергорайонами Китая и Монголии. Сети ЕНЭС имеют связь через вставку постоянного тока (ВПТ Россия-Финляндия) с энергосистемой Скандинавии (НОРДЕЛ).

В основе тарифного регулирования деятельности ПАО «ФСК ЕЭС», в соответствии с федеральным законодательством, лежит принцип обеспечения компании необходимой валовой выручкой, обеспечивающей возмещение расходов на осуществление регулируемого вида деятельности и осуществление установленного объема инвестиций в развитие ЕНЭС, [4, 22].

Управление финансами ПАО «ФСК ЕЭС» основано на механизме централизованного формирования денежных фондов компании за счет поступлений по основной деятельности и их последующего использования на финансирование основной и инвестиционной деятельности.

Финансирование основной деятельности осуществляется в форме распределения денежных фондов по филиалам ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС, с последующим распределением филиалами МЭС по филиалам ПМЭС.

Основными инструментами финансового управления ПАО «ФСК ЕЭС» являются бюджет доходов и расходов, бюджет движения денежных средств и

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

прогнозный баланс. Финансово-экономическое планирование деятельности компании осуществляется как, [27]:

- среднесрочное – с горизонтом планирования 3–5 лет и шагом планирования – год;
- краткосрочное или годовое – с горизонтом планирования один год и шагом планирования квартал;
- текущее – с горизонтом планирования квартал, полугодие, 9 месяцев и год с шагом планирования квартал.

Подведение финансово-экономических итогов деятельности компании и анализ результатов хозяйственной деятельности осуществляется ежеквартально по данным бухгалтерского учета.

Оказание услуг по передаче электроэнергии по ЕНЭС относится к естественно-монопольному виду деятельности в электроэнергетике, и поэтому тарифы на данные услуги устанавливаются государством через Федеральную службу по тарифам с учетом нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по ЕНЭС для соответствующего субъекта Российской Федерации, утверждаемых Минэнерго России, и состоят из:

- стоимости услуг по передаче электроэнергии на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС;
- стоимости нормативных технологических потерь электрической энергии в ЕНЭС по субъектам РФ.

За счет тарифов на передачу электроэнергии формируется основная часть выручки. Основные потребители услуг – региональные распределительные компании, сбытовые компании и крупные промышленные предприятия. Выручка от оказания услуг по передаче электроэнергии признается в том отчетном периоде, в котором эти услуги были оказаны. Выручка от реализации электрической энергии признается по факту передачи электроэнергии. Выручка от оказания услуг по техническому

присоединению представляет собой невозмещаемую плату за подключение потребителей к электрическим сетям и признается по факту подключения потребителя к сети. Оплата потерь производится по средневзвешенным тарифам оптового рынка.

Основные производственные показатели компании за пять прошедших лет приведены в таблице 1, [46].

Таблица 1 – Основные производственные показатели

Показатели/Год	2011	2012	2013	2014	2015
Протяженность линий электропередачи*, тыс. км	124,6	131,6	135,1	138,8	139,1
Количество подстанций**, шт.	856	891	919	924	931
Выручка (нетто) от продажи, товаров, продукции, работ, услуг, млн. руб.	138 137	138 836	155 352	168 941	173 266
Прибыль (убыток) до налогообложения, млн. руб.	11 444	(14 270)	(17 672)	14 338	27 884
Чистая (нераспределенная) прибыль (убыток), млн. руб.	(2 468)	(24 532)	(25 898)	(5 137)	(17 870)
Стоимость чистых активов, млн. руб.	853 079	849 125	842 975	854 490	886 127

\* воздушные, кабельно-воздушные и кабельные линии электропередачи,

\*\* в том числе арендованные подстанции и открытые распределительные устройства.

Как видно из таблицы 1 в 2015 году компания увеличила протяженность линий электропередачи на 0,3 тыс. км и построено 7 новых подстанций. В 2015 году намечена твердая тенденция роста основных производственных показателей компании.

Хозяйственная деятельность и получаемая компанией прибыль время от времени в различной степени подвергаются влиянию политических, законодательных, финансовых и административных изменений, включая изменения норм охраны окружающей среды, принятых в Российской Федерации.

22 декабря 2009 года Правлением Федеральной службы по тарифам

утверждены параметры регулирования тарифа методом доходности инвестированного капитала для ПАО «ФСК ЕЭС» (RAV-регулирование), [4, 8, 22].

Переход ПАО «ФСК ЕЭС» на RAV-регулирование тарифов был осуществлен с 01.01.2010. RAV-регулирование дает возможность четкого планирования инвестиций на 3-5 лет, основанную на однозначном формировании источников финансирования. Кроме того, RAV-регулирование внедряет принцип финансовой ответственности компании за исполнение инвестиционной кампании. По результатам исполнения инвестиционной программы корректируется тариф следующего года. Также, нормативная база RAV-регулирования определяет ответственность компании за надежность и качество оказываемых услуг по передаче электроэнергии.

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 2 Оценка существующего положения в электроэнергетике региона

### 2.1 Оценка энергетической ситуации в регионе и обоснование потребности региона в развитии энергетических объектов

Кузбасс – один из крупнейших индустриальных регионов, который вносит значительный вклад в социально-экономическое развитие не только Сибири, но и России в целом. Основу топливно-энергетического комплекса составляют угольная промышленность и электроэнергетика.

Кузбасс – один из самых крупных по запасам угля и объемам его добычи бассейнов России и главный, а по некоторым позициям единственный в стране, поставщик технологического сырья для российской промышленности, [39].

Кондиционные запасы каменного угля за 2012 год в Кузбассе превышают все мировые запасы нефти и природного газа более чем в 7 раз (в пересчете на условное топливо) и составляют 693 млрд. т, из них 207 млрд. т – низкочольных каменных углей с содержанием серы 0,1-0,5 % и представлены всеми известными в мире марками и технологическими признаками коксующихся и энергетических углей, [44].

Это 73% от общего объема запасов этих углей в стране. Объем этих запасов может обеспечить всю Россию сырьем для коксового производства на 1 200 лет. Доля же коксующихся углей в Кузбассе составляет около 80 % от всего объема добычи в стране.

Остальные каменные угли являются уникальными в том плане, что, обладая способностью спекаться, могут в зависимости от направления их обогащения служить как коксохимическим, так и энергетическим сырьем.

Добычу и переработку угля осуществляют 34 организации, в которые входит 61 шахта и 57 разрезов, 38 обогатительных фабрик, 78 железнодорожных сортировочно-погрузочных станций, а также 4

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

нефтеперерабатывающих завода. В топливно-энергетическом комплексе занято свыше 150 тыс. человек, [7].

Открытый способ обладает более высокой производительностью и низкой себестоимостью, доля добычи угля открытым способом составляет 51,3 %. Крупнейшими предприятиями являются разрезы угольной компании «Кузбассразрезуголь», угольной компании «Южный Кузбасс», ЗАО «Черниговец», ОАО «Междуречье».

Крупнейшими предприятиями по подземной добыче являются: филиал «СУЭК» в Ленинске-Кузнецком, УК «Кузбассуголь», УК «Южкузбассуголь», управляющая компания «Прокопьевскуголь», «Распадская угольная компания».

Прирост добычи угля в бассейне будет идти за счет освоения наиболее благоприятных в горно-геологическом и экономико-географическом отношениях двух крупнейших месторождений: Уропско-Караканского и Ерунаковского.

Имеются в Кемеровской области и другие виды горючих ископаемых. Это торф (более 20 месторождений), проявление нефти и природного газа.

В области планируется и уже осуществляется проект по добыче шахтного метана, которого в угольных пластах Кузбасса около 13,5 трлн. кубометров.

Мировая энергетическая ситуация предопределяет необходимость расширения использования угольного топлива во всех сферах экономики страны. Инновационные процессы, происходящие в развитии угольных мощностей, позволяют значительно снизить затраты по его добыче и снизить экологическую нагрузку на окружающую природную среду. Современные технологии сжигания угля на тепловых электростанциях привели к тому, что выработка 1 кВт·ч электроэнергии на угольном топливе по общим затратам стала ниже, чем на нефтегазовом топливе даже с учетом экологических затрат. Новые технологии сжигания и подготовки угольного топлива

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

в ближайшие годы повысят его конкурентоспособность в топливных балансах, [38].

В ближайшее время определяющим условием в повышении энергетической безопасности России, как и во всем мире, станет уголь. В настоящее время угольная продукция пользуется значительным спросом. Российские угольные компании занимают на мировом топливном рынке 12 % от общего торгового оборота, а на европейском – 35 %.

В настоящее время Кемеровская область полностью обеспечивает себя электроэнергией, используя свои же топливные ресурсы. Имеется своя сырьевая база, принимаются проекты по энергосбережению, а излишки электроэнергии продаются в другие области. Но, из-за использования угля в качестве основного топлива, без высокой степени очистки продуктов сгорания, нарушения экологических норм ТЭЦ и ГРЭС, шахт и разрезов наносится большой ущерб окружающей среде. Необходимо исправлять положение: строить новые и технологические очистные сооружения, использовать все больше топлива с меньшим выбросом вредных веществ, например шахтный метан, запасы которого очень велики. Кузбасс и так считается одним из неблагоприятных регионов страны по загрязнению воздуха и сточных вод.

Топливо-энергетический комплекс Кемеровской области является основной частью инфраструктуры экономики и обеспечивает ее надежное и поступательное развитие.

Электроэнергетика – одна из наиболее стабильно работающих отраслей промышленности Кемеровской области. Объемы производства в электроэнергетике остаются практически постоянными. На фоне достаточно стабильной выработки электрической энергии наблюдается рост объемов электроэнергии, отправляемых за пределы области и, одновременно с этим, получаемых из соседних регионов. Незначительно увеличилась собственная выработка тепловой энергии. Имея инфраструктурный характер,

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32



электроэнергетика обеспечивает условия для работы других отраслей и для жизнедеятельности населения, [39].

Электросетевой комплекс Кемеровской области представлен развитой системой линий электропередачи и подстанций напряжением 500 кВ и ниже. Протяженность электрических сетей всех напряжений составляет 29,9 тыс. км. На балансе электросетевых предприятий энергосистемы находится 4 704 подстанции напряжением 6 кВ и выше.

Кузбасское предприятие филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Сибири эксплуатирует и обслуживает на территории Кемеровской области 4 подстанции напряжением 500 кВ – Кузбасская, Ново-Анжерская, Новокузнецкая, Юрга, 9 подстанций напряжением 220 кВ – Бачатская, Еланская, Заискитимская, ЗСМК, Кемеровская, Краснополянская, Крохалевская, Междуреченская, НКАЗ-2 и ПС 110 кВ Спутник общей трансформаторной мощностью 10 828,3 МВА, а также 3 050,3 км линий электропередачи, [46].

На территории Кемеровской области работают 8 тепловых электростанций – Томь-Усинская ГРЭС, Беловская ГРЭС, Южно-Кузбасская ГРЭС, Кемеровская ГРЭС, Ново-Кемеровская ТЭЦ, Западно-Сибирская ТЭЦ, Кузнецкая ТЭЦ, Кемеровская ТЭЦ, суммарной установленной мощностью 4 809 МВт.

Параллельно с энергосистемой работают три блок-станции: ТЭЦ КМК установленной электрической мощностью 71 МВт, Юргинская ТЭЦ – 91 МВт и Анжеро-Судженская ТЭЦ – 10 МВт.

В 2014 году введена в работу газотурбинная электростанция Новокузнецкая (Новокузнецкая ГТЭС). Генерирующий объект связан с действующей сетью на юге Кемеровской области. Запуск электростанции увеличил выработку собственной энергии в Кузбассе на 596 млн. кВтч, и таким образом, удовлетворил потребность региона в электроэнергии, снизив риск аварийных ситуаций.

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Промышленный юг Кузбасса активно развивается, требуя все новых энергоресурсов. Задача ПАО «ФСК ЕЭС» совместно с генерацией обеспечить такую возможность.

Строительство сетей для выдачи мощности Новокузнецкой ГТЭС – один из значимых инвестиционных проектов ПАО «ФСК ЕЭС». За последние пять лет Федеральная сетевая компания инвестировала в развитие электросетевого комплекса Кемеровской области более 11 млрд. рублей. На эти средства построены и введены в работу две крупнейшие подстанции 500 кВ Кузбасская и Ново-Анжерская, построена новая ЛЭП 220 кВ Кузбасская – Западно-Сибирская, ставшая заключительным звеном надежного энергокольца 220 кВ, а также выполнена модернизация трех действующих подстанций 220 кВ. Большая часть работ проходит на юге Кузбасса, где расположены такие промышленные гиганты, как Новокузнецкий алюминиевый завод, Новокузнецкий металлургический комбинат, Западно-Сибирский металлургический комбинат и ОАО «Кузнецкие ферросплавы».

Ввод в действие подстанции Кузбасская суммарной мощностью 801 МВА дал возможность не только ликвидировать дефицит электроэнергии в этом энергорайоне, но и интенсифицировать разработку Талдинского и Ерунаковского угольных месторождений, более эффективно распределять сезонную нагрузку между тепловыми электростанциями и ГЭС и осуществлять ремонт оборудования на электростанциях и сетевых объектах юга Кузбасса без ограничения электроснабжения потребителей.

Договоренности властей Кузбасса с Федеральной сетевой компанией предусматривают дальнейшую модернизацию электросетевого хозяйства юга Кемеровской области. Выполнены реконструкции подстанций 220 кВ Еланская и НКАЗ-2 (г. Новокузнецк) и Междуреченская (г. Междуреченск). Общий же объем инвестиций ФСК в ближайшие несколько лет в развитие энергосистемы Кузбасса ожидается в размере более 9 млрд. руб.

Энергетический баланс Кузбасса складывается таким образом, что

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

большая часть потребностей области в топливе покрывается за счет собственной сырьевой базы, а электроэнергии – за счет собственной генерации. Это говорит о высоком уровне энергетической безопасности Кемеровской области, [41].

Несмотря на сложные проблемы организационной перестройки, энергопредприятия обеспечивают устойчивое и надежное энергоснабжение для нормального функционирования экономики и жизнедеятельности населения Кемеровской области.

Большое внимание в области уделяется энергосбережению. Разработана программа снижения энергоемкости производимого в Кемеровской области валовому региональному продукту с 151,1 кг у.т. / тыс. рублей в 2007 году до 116 кг у.т./тыс. рублей в 2012 году и до 90,8 кг у.т./тыс. рублей в 2020 году.

Структура потребления энергетических ресурсов в 2015 году по отраслевым комплексам Кемеровской области по данным территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Кемеровской области представлена в таблице 2, [47].

Таблица 2 – Потребление энергоресурсов по отраслям

Показатели в %

Виды отраслей	Потребление энергоресурсов
Промышленность	85,1
Коммунальные и социальные услуги	2
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	0,8
Транспорт	2,3
Строительство	0,8
Население	8,2
Прочие	1,3

Анализ топливно-энергетического баланса области позволяет сделать вывод о наличии положительных тенденций в работе топливно-энергетического комплекса. Об этом свидетельствуют следующие факторы:

- повышение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов (снизился удельный расход топлива на получение единицы валового регионального продукта);
- увеличилась доля электрической энергии, вырабатываемой на территории области, что в значительной мере повысило энергетическую безопасность;
- увеличилось потребление местных и вторичных энергоресурсов;
- увеличилось использование природного газа в коммунально-бытовой сфере.

## 2.2 Характеристика инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС»

ПАО «ФСК ЕЭС» – естественная монополия [п. 1.3], на которую возложены задачи сохранить ЕНЭС как общенациональное достояние и обеспечить гарантии энергетической безопасности государства.

Для обеспечения максимально эффективного развития ЕНЭС деятельность ПАО «ФСК ЕЭС» должна осуществляться во взаимодействии с другими органами управления электроэнергетики Российской Федерации.

Планирование перспективного развития электроэнергетики регламентируется Постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», [21].

Планирование перспективного развития ЕНЭС – последовательный многоступенчатый процесс. На каждом этапе процесса планирования разрабатывается соответствующий документ с определенной степенью детализации планов развития ЕНЭС. Документы последующих этапов

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

уточняют планы развития ЕНЭС, изложенные в документах предыдущих уровней.

В процессе планирования перспективного развития ЕНЭС разрабатываются следующие документы:

- Энергетическая стратегия России на период 20 лет;
- Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики на перспективу 15 лет;
- Схема и Программа развития ЕНЭС, включающая схему и программу развития ЕНЭС на напряжении 220 кВ и выше на перспективу 7 лет;
- Инвестиционная программа ПАО «ФСК ЕЭС» на 3-5 лет.

Основой для разработки вышеперечисленных документов является широкий круг законодательных актов и других документов: действующих законов, регламентирующих деятельность в электроэнергетике, законодательных и нормативных актов Правительства Российской Федерации, решений Совета директоров и Правления ПАО «ФСК ЕЭС», а также социально-экономических документов различного административного уровня, работ по перспективе развития электроэнергетики, исследований основных направлений научно-технического прогресса в электроэнергетике.

Дополнительно учитываются предложения субъектов оптового рынка электроэнергии, в том числе ОАО «РусГидро», ФГУП «Росэнергоатом», в части их возможного развития и, соответственно, увеличения объемов потребляемой или генерируемой электроэнергии.

К работе над указанными документами привлекаются основные проектные и научно-исследовательские институты отрасли и ведущих организаций Академии наук России, работающих в области электроэнергетики.

Энергетическая стратегия России на период 20 лет – это документ, определяющий цели, задачи и основные направления долгосрочной программы развития электроэнергетики в двадцатилетней перспективе

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

с учетом складывающихся внутренних и внешних факторов в топливно-энергетическом комплексе и экономике России. В документе, в том числе, намечаются направления совершенствования функционирования и устойчивого развития ЕНЭС.

Основой для разработки Стратегии развития ЕНЭС является широкий круг документов: директивные материалы, социально-экономические документы различного административного уровня, работы по перспективе развития электроэнергетики, исследования по основным направлениям научно-технического прогресса в электроэнергетике.

В качестве директивных документов принимаются действующие законы, регламентирующие деятельность в электроэнергетике, законодательные и нормативные акты Правительства Российской Федерации, а также решения Советов Директоров и Правлений ОАО «Россети» и ПАО «ФСК ЕЭС».

Энергетическая стратегия России обновляется один раз в пять лет.

Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики на перспективу 15 лет разрабатывается для обеспечения надежного и эффективного энергоснабжения потребителей и полноценного удовлетворения потребностей экономики страны в электрической и тепловой энергии, формирования рациональной структуры генерирующих мощностей и электросетевых объектов и создания условий для предотвращения наиболее эффективным способом прогнозируемых дефицитов электрической энергии и мощности.

Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики на перспективу 15 лет определяет основные направления развития крупной генерации (мощностью более 300 МВт) и основной системообразующей электрической сети напряжением 220 кВ и выше в разрезе Объединенной энергетической системы (далее ОЭС).

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики на перспективу 15 лет разрабатывается с учетом:

- долгосрочного прогноза спроса на электрическую энергию;
- информации о линиях электропередачи и подстанциях 330 кВ и выше, а также об основных линиях 220 кВ, обеспечивающих выдачу мощности существующих электрических станций, установленной мощности выше 500 МВт;
- сведений о размещении линий и подстанций «межсистемных связей» для выдачи мощности электрических станций мощностью свыше 1000 МВт;
- информации о линиях электропередачи, обеспечивающих ликвидацию технологических ограничений перетока электрической энергии в отдельных частях ЕНЭС;
- планов и реализации проектов развития ЕНЭС и данных о функционировании ЕНЭС в предшествующий период.

Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики на перспективу 15 лет корректируется раз в три года или по мере необходимости.

Схема и Программа развития ЕНЭС, включающая схему и программу развития ЕНЭС на напряжении 220 кВ и выше на перспективу 7 лет, является результатом системных исследований, обосновывающих рациональное развитие электроэнергетики, а также режимов ее работы в новых условиях, удовлетворяющих критериям экономичности и надежности функционирования энергетической системы страны.

Схема и Программа развития ЕНЭС разрабатывается в соответствии с региональным делением ЕНЭС на ОЭС, региональные энергетические системы. При подготовке Схемы развития учитываются программы развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации.

Схема и Программа развития ЕНЭС является результатом детальных электрических и экономических расчетов, позволяющих рассмотреть

альтернативные варианты формирования ЕНЭС, обосновать выбор сетевых решений.

Актуализация Схемы и Программы развития ЕНЭС производится ежегодно.

Инвестиционная программа на 5 лет формируется на основе Программы развития ПАО «ФСК ЕЭС» на 5 лет. Данный документ содержит информацию о предполагаемых к строительству и реновации объектах, их стоимости и источниках финансирования, сроках начала работ на объектах и их ввода в эксплуатацию, а также экономическое обоснование эффективности проведения данных мероприятий.

Инвестиционная программа ПАО «ФСК ЕЭС» на 5 лет актуализируется ежегодно.

Инвестиционная программа ПАО «ФСК ЕЭС» на 2012 год профинансирована на сумму в объеме 184 716 млн. руб. Фактическое исполнение инвестиционной программы в 2012 году составило 204 852 млн. руб.

В соответствии с графиком ввода электросетевых объектов в 2012 году введены в эксплуатацию 2 963 км воздушных линий электропередачи, 18 502 МВА трансформаторной мощности и 1 190 Мвар реакторной мощности.

Инвестиционная программа ПАО «ФСК ЕЭС» на 2013 год профинансирована на сумму в объеме 179 899 млн. руб. Фактическое исполнение инвестиционной программы в 2013 году составило 193 018 млн. руб.

В соответствии с графиком ввода электросетевых объектов в 2013 году введены в работу 3 643,2 км воздушных линий электропередачи, 17 827 МВА трансформаторной мощности и 2 123,6 Мвар реакторной мощности.

Инвестиционная программа ПАО «ФСК ЕЭС» на 2014 год профинансирована на сумму в объеме 73 550 млн. руб. Фактическое исполнение инвестиционной программы в 2014 году составило 54 219 млн. руб., [46].

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



В соответствии с графиком ввода электросетевых объектов в 2014 году введены в работу 3 120,62 км воздушных линий электропередачи и 9 522 МВА трансформаторной мощности.

Приказом от 18.12.2015 № 979 и Приказом от 18.12.2015 № 980 Минэнерго России утвердило инвестиционную программу ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 годы общим объемом 599,9 млрд. руб. и внесение изменений в Приказ Минэнерго России от 31.10.2014 № 807 в части основных характеристик инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС» на 2015 год в объеме 102 млрд. руб., [1, 2].

Программы предусматривают ввод 90 300 МВА трансформаторной мощности и 22 160 км линий электропередачи. Основные показатели инвестиционных программ с разбивкой по годам приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные показатели инвестиционных программ на 2015 и 2016-2020 гг

Показатель/год	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Итого
Объем финансирования, млн. руб.	102 000	128 966	124 719	117 225	114 149	114 842	701 900
Протяженность вводимых ЛЭП, км	1 700	2 300	2 760	6 300	4 700	4 400	22 160
Вводимая трансформаторная мощность, МВА	9 800	17 800	22 700	13 000	15 500	11 500	90 300

В таблице 4 приведены прогнозные величины источников финансирования инвестиционной программы на 2015 и 2016-2020 годы.

Таблица 4 – Источники финансирования инвестиционных программ  
(в прогнозных ценах соответствующих лет, в сокращении)

Показатели в млн. рублей

№ п/п	Источник финансирования	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Итого
1	Собственные средства	57 784	67 458	62 540	80 319	77 600	86 445	432 147
1.1	Прибыль, направляемая на инвестиции (от технологического присоединения)	1 789	6 360	7 003	6 334	6 502	5 998	33 987
1.2	Амортизация (учтенная в тарифе)	55 996	58 536	54 333	73 985	71 098	80 448	394 395
1.4	Прочие собственные средства		2 562	1 204				3 766
2	Привлеченные средства, в т. ч.:	44 216	31 542	35 560	11 181	12 100	6 371	140 970
2.2	Облигационные займы	44 216	29 380	34 060	11 181	12 100	6 371	137 308
2.3	Займы организаций		500	1 500				2 000
2.4	Бюджетное финансирование		1 662					1 662
	Всего источников финансирования	102 000	99 000	98 100	91 500	89 700	92 816	573 116
	кроме того, затраты на содержание управления строительством, капитализируемые проценты по займам	25 783	29 966	26 619	25 725	24 449	22 026	154 567

Основными целями проектов инвестиционных программ ПАО «ФСК ЕЭС» на период 2015 и 2016-2020 гг., сформированных в условиях текущей экономической ситуации, характеризующейся существенным удорожанием стоимости заемных средств, ограниченностью финансового рынка, ростом инфляции и курсов валют, неплатежами потребителей за услуги по передаче

электроэнергии и услуги технологического присоединения, являются:

- сохранение надежности работы единой энергосистемы, необходимого для бесперебойного энергоснабжения потребителей;
- обеспечение электроснабжения объектов, имеющих важное общегосударственное значение (мероприятия для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России при раздельной работе с энергосистемами стран Балтии, направленные на компенсацию последствий снижения пропускной способности электрических связей ОЭС Центра – ОЭС Северо-Запада и изменения режимов работы энергокольца БРЭЛЛ, нефтепровода ВСТО, развитие электросетевой инфраструктуры на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока);
- обеспечение бесперебойного электроснабжения при раздельной работе ЕЭС России и ЭС Республики Украина;
- обеспечение качества и доступности услуг по передаче электроэнергии и подключению к энергосетям потребителей;
- синхронизация программ развития с объектами генерации и распределительными сетями;
- повышение эффективности работы магистральных сетей за счет сокращения затрат и внедрения программ энергоэффективности;
- создание эффективной системы управления функционированием ЕНЭС, обеспечивающей повышение наблюдаемости электросетевых объектов.

По территории Кемеровской области предусмотрено:

- установка двух линейных ячеек 110 кВ на ПС 220 кВ Бачатская;
- реконструкция устройств релейной защиты и автоматики ПС 220 Заискитимская для осуществления технологического присоединения ПС 110 кВ Притомская ОАО «МРСК Сибири;
- расширение ОРУ-220 кВ ПС 500 кВ Кузбасская на две линейные ячейки для присоединения ЛЭП 220 кВ Кузбасская – Жерновская-1 №№1,2

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

для осуществления технологического присоединения ООО «ГОК «Жерновский-1»;

- комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 220 кВ НКАЗ-2;

- комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 220 кВ Еланская;

- комплексная реконструкция ПС 220 кВ Междуреченская;

- реконструкция ОРУ-35 кВ ПС 220 кВ Крохалевская;

- реконструкция Таштагольского линейного участка Кузбасского ПМЭС;

- подвеска второй цепи транзита 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС – Степная (Аскиз) с расширением тяговых подстанций и установкой компенсирующих устройств на тяговых подстанциях транзита;

- строительство заходов воздушных линий (далее ВЛ) 500 кВ и 220 кВ на ПС 500 кВ Кузбасская.

В целом проект инвестиционной программы 2015, 2016-2020 гг. оптимизирован с учетом необходимости повышения надежности функционирования магистрального электросетевого комплекса для обеспечения бесперебойного энергоснабжения объектов, необходимости завершения строительства начатых в прошлые периоды электросетевых объектов и возможности обеспечения финансирования реализации новых инвестиционных проектов за счет всех источников.

Реализация инвестиционной программы обеспечит решение основных актуальных задач поддержания технического состояния ЕНЭС, в том числе общегосударственных задач обеспечения работы важнейших объектов и электроснабжения социально значимых объектов.

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

## **2.3 Обоснование необходимости комплексного технического перевооружения и реконструкции ПС 220 кВ Еланская**

ПС 220 кВ Еланская установленной мощностью 400 МВА введена в эксплуатацию в 1984 году для питания возросшей коммунально-бытовой нагрузки потребителей г. Новокузнецка и пос. Осинники, а также подстанция обеспечивает электроэнергией непрерывный технологический процесс ряда крупных металлургических предприятий юга области, таких как – Новокузнецкий алюминиевый завод и ОАО «Кузнецкие ферросплавы». Все оборудование, установленное в 1984 году, находится в эксплуатации более 30 лет.

Площадка ПС 220 кВ Еланская расположена на юге Кемеровской области в р.п. Притомский Орджоникидзевского района г. Новокузнецка, в V температурной зоне, и находится на ремонтно-эксплуатационном обслуживании филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Кузбасского ПМЭС.

В соответствии с «Актом обследования состояния оборудования зданий и сооружений ПС 220 кВ Еланская Кузбасского ПМЭ» от 24 июля 2007 года в связи с физическим состоянием зданий, сооружений, силового и вспомогательного оборудования подстанции, а также для повышения надежности и бесперебойности питания потребителей подстанции необходимо произвести комплексное техническое перевооружение и реконструкцию подстанции ПС 220 кВ Еланская.

Таким образом, основанием для разработки проекта комплексного технического перевооружения и реконструкции ПС 220 кВ Еланская является:

- необходимость замены морально и физически устаревшего оборудования;
- развитие коммутационного узла и центра питания в связи с необходимостью расширения возможностей для поставок электроэнергии

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Новокузнецкому алюминиевому заводу и Кузнецкому ферросплавному заводу с крупнейшей электростанции Кузбасса – Томь-Усинской ГРЭС;

- повышение надежности и бесперебойности электроснабжения промышленных предприятий юга Кузбасса и г. Новокузнецк.

При разработке настоящего проекта использованы следующие материалы:

- положение о технической политике ПАО «ФСК ЕЭС»;
- инвестиционная программа ПАО «ФСК ЕЭС» на 2015-2019 годы;
- инвестиционная программа ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 годы;
- акты обследования технического состояния оборудования, строительных конструкций, инженерных коммуникаций;
- концепция развития распределительных электрических сетей Кемеровской области;
- «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения», № 278 тм, ПАО «ФСК», стандарт организации. 2007 год;
- «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ», СО 153 - 34. 20.122-2006, Москва, 2006;
- «Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ», СО 153 - 34. 20.121-2006, Москва, 2006;
- «Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем», Москва, 2003;
- ПУЭ (7-ая редакция) и другие Руководящие материалы, используемые при проектировании электросетевых объектов.

Изобретения в проекте не использовались, разработка специальных технических условий для реализации строительства не требуется.

При разработке схемы учитывалась динамика изменения

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

электрических нагрузок и намечаемое развитие электрических сетей 220 кВ и выше района в период рассматриваемой перспективы до 2019 г.

Прогнозируемая нагрузка на ПС 220 кВ Еланская двух автотрансформаторов мощностью по 200 МВА с учетом принятого прироста нагрузок на 2020 год в нормальном режиме составит порядка 341 МВА (85 %). Таким образом, в процессе реконструкции необходимо увеличить трансформаторную мощность. После модернизации энергообъекта его мощность возрастет на 25 % – до 500 МВА.

Техническое перевооружение ПС 220 кВ Еланская необходимо рассматривать в комплексе с реконструкцией ПС 220 кВ НКАЗ-2. Данные подстанции связаны между собой по сетям 220 и 110 кВ (образуют кольцо) и являются питающими центрами для покрытия нагрузок основных потребителей рассматриваемого района ОАО «РУСАЛ Новокузнецкий алюминиевый завод» и ОАО «Кузнецкие ферросплавы».

На напряжении 220 кВ осуществляется питание подстанции Еланская от Томь-Усинской ГРЭС по двум ВЛ и от ГТЭС Новокузнецкая по одной ВЛ 220 кВ, и передача мощности в район подстанции НКАЗ-2 по двум ВЛ и в район подстанции Ферросплавная.

На напряжении 110 кВ подстанция Еланская связана с Кузнецкой ТЭЦ по трем ВЛ, с Томь-Усинской ГРЭС – по двум ВЛ, к которым отпайками присоединены две ВЛ на Южно-Кузбасскую ГРЭС.

Распределение мощности на напряжении 220 кВ осуществляется через два АТ 220/110 кВ мощностью 2×200 МВА и через одну отходящую линию 220 кВ к подстанции НКАЗ-2, одну линию на ГТЭС Новокузнецкая и двухцепную отходящую линию к Томь-Усинской ГРЭС.

От подстанции Еланская питаются небольшие тупиковые подстанции 110 кВ Тальжино (водозабор г. Новокузнецка) и Хвостохранилище.

Существующая электрическая схема:

- на ПС установлено два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА;

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- РУ 220 кВ открытое, выполнено по схеме 2 рабочих секционированных выключателем и обходная системы шин, количество подключенных линий – 4;

- РУ 110 кВ открытое по схеме 2 рабочих секционированных выключателем и обходная системы шин, количество подключенных линий – 9;

- к РУ 110 кВ подключены две БСК мощностью 52 Мвар;

- РУ 10 кВ закрытое, выполнено по схеме 2 одиночные секции шин, для ограничения токов КЗ установлены реакторы, количество подключаемых линий – 3 (трансформаторы собственных нужд).

Проектируемая электрическая схема:

- существующие силовые автотрансформаторы мощностью 200 МВА заменяются автотрансформаторами мощностью 250 МВА;

- РУ 220 кВ изменяется на схему «одна система шин, секционированных выключателем, без обходной», количество ячеек – 9 (4 – линейные, 1 – резервная, 4 – трансформаторные);

- РУ 110 кВ изменяется на схему «две рабочие системы шин, без обходной», количество ячеек 17: 9 – линейные, 3 – резервные, 2 – трансформаторные, 1 – ШСВ, 2 – БСК;

- существующие БСК мощностью 52 Мвар каждый заменяются новыми аналогичной мощности;

- РУ 10 кВ изменяется на схему «одна, секционированная выключателем система шин».

Техническое перевооружение и реконструкция ведется в условиях действующей ПС 220 кВ Еланская, вблизи оборудования, находящегося под высоким напряжением.

Реконструкция подстанции проводится в пределах существующей площадки с поячейковой заменой оборудования и сохранением существующих строительных конструкций (фундаментов, порталов).

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48



Выбор технических характеристик основного оборудования выполнен по номинальному напряжению, по режиму максимальных нагрузок, наибольшему значению тока КЗ на шинах РУ соответствующего напряжения, с учетом климатических факторов окружающей среды.

В целях актуализации данных о текущих и перспективных электрических режимах района расположения ПС 220 кВ Еланская с учетом перспективного строительства объектов энергетики в районе ее размещения расчеты электрических режимов работы сети 110, 220 кВ в районе реконструируемого объекта выполнены для режимов прохождения зимнего максимума рабочего дня, летнего максимума рабочего дня и летнего минимума выходного дня с учетом прогнозируемой динамики изменения электрических нагрузок в 2013, 2018 годах.

В качестве исходных приняты режимы зимнего и летнего контрольных замеров 2011 года.

Расчеты электрических режимов выполнены для определения соответствия параметров устанавливаемого в процессе технического перевооружения ПС 220 кВ Еланская оборудования перспективным режимам с учетом роста электропотребления и ввода новых электросетевых и генерирующих объектов.

При выполнении расчетов электрических режимов 2013 года учитывался ввод в эксплуатацию (реконструкция) следующих электросетевых и энергетических объектов:

- ВЛ 220 кВ Кузбасская – ЗСМК-1,2;
- ГТЭС Новокузнецкая установленной мощностью 280 МВт;
- замена ТГ-4 Томь-Усинской ГРЭС с установкой турбоагрегата мощностью 110 МВт;
- ПС 220 кВ Ферросплавная с переводом питания нагрузки ОАО «Кузнецкие ферросплавы» с ПС 110 кВ КФЗ-2;

- реконструкция ВЛ 110 кВ Кузнецкая ТЭЦ – Еланская-1 (2×АС-150) с преобразованием ее в две ВЛ 110 кВ Кузнецкая ТЭЦ – Еланская-1 и Кузнецкая ТЭЦ – Еланская-2, выполненных проводом марки АС-300;

- реконструкция ВЛ 110 кВ ЗСМК – Кузнецкая-1,2 и КФЗ-2 – Кузнецкая-1,2 с заменой существующего провода АС-185 на провод марки АССР-257.

Для расчетного периода 2018 года дополнительно была учтена замена ТГ-5 Томь-Усинской ГРЭС с установкой турбоагрегата мощностью 110 МВт.

С учетом технического перевооружения энергоблоков №4 и №5 на Томь-Усинской ГРЭС общей установленной мощностью 220 МВт ПАО «ФСК ЕЭС» необходимо модернизировать транспортирующее оборудование.

Такое комплексное обновление и генерирующих, и электросетевых мощностей обеспечивает гарантию надежности выработки и поставок электрической энергии на всех участках, от производителя до конечного потребителя.

Для периодов прохождения зимнего максимума рабочего дня, летнего максимума рабочего дня, летнего минимума выходного дня 2013 года выполнены расчеты следующих режимов:

- нормальный режим;
- отключение ВЛ 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС – Еланская-2;
- отключение ВЛ 220 кВ Ферросплавная – Еланская-2;
- отключение двухцепной ВЛ 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС – Евразовская-1,2;
- отключение двухцепной ВЛ 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС – Еланская-1,2;
- отключение двухцепной ВЛ 220 кВ Ферросплавная – Еланская-1,2;
- отключение 2 секции 220 кВ ПС 220 кВ Еланская;
- отключение АТ-2 ПС 220 кВ Еланская;
- отключение ВЛ 110 кВ Кузнецкая ТЭЦ – Еланская-1;

- отключение двухцепной ВЛ 110 кВ Кузнецкая ТЭЦ – Еланская-2,3;
- отключение 1 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Еланская.

Дополнительно, для периодов летнего максимума рабочего дня, летнего минимума выходного дня 2013 года выполнены расчеты электрических режимов, учитывающие возможность совпадения аварийного отключения одного элемента электрической сети с плановым ремонтом другого:

- отключение АТ-2 ПС 220 кВ НКАЗ-2 при ремонте АТ-2 ПС 220 кВ Еланская;
- отключение АТ-2 ПС 220 кВ НКАЗ-2 при ремонте АТ-1 ПС 220 кВ НКАЗ-2;
- отключение ВЛ 110 кВ Кузнецкая ТЭЦ – Еланская-1 при ремонте двухцепной ВЛ 110 кВ Кузнецкая ТЭЦ – Еланская-2,3.

С целью оценки влияния загрузки генерирующего оборудования ГТЭС Новокузнецкая на потокораспределение мощности в районе расположения ПС 220 кВ Еланская, все вышеперечисленные расчеты выполнены как для режимов с  $P_{ГТЭС} = 0$  МВт, так и с максимальной ее нагрузкой ( $P_{ГТЭС} = 280$  МВт).

На шинах 10 кВ ток короткого замыкания составляет 59,1 кА, что предусматривает установку токоограничивающего реактора на стороне 10 кВ.

Рекомендуется замена морально устаревших и физически изношенных выключателей на новые, с элегазовой изоляцией. Они более надежны, полностью защищены от возникновения пожаров и взрывов, экологичны, имеют больший срок службы. Баковые выключатели, оснащенные встроенными трансформаторами тока, отличаются малыми габаритами и весом, [25].

Новые трансформаторы напряжения технически более совершенны своих предшественников и более устойчивы к так называемым

феррорезонансным явлениям, которые возникают в электрических сетях и сопровождаются длительными перенапряжениями и токовыми перегрузками. Их применение надежно защитит подстанционное оборудование от негативного воздействия, позволит увеличить срок его работы, а также упростит эксплуатацию устройств релейной защиты и автоматики. Кроме того, использование новых ТН положительно отразится на безопасности труда персонала подстанции, [33].

Обеспечение надежности электроснабжения выполняется за счет установки двух силовых автотрансформаторов 220/110/10 кВ. Автотрансформаторы обеспечивают переток мощности из сети 220 кВ в сеть 110 кВ и питают собственные нужды подстанции по стороне 10 кВ.

Мощность каждого из автотрансформаторов выбирается так, чтобы при отключении одного оставшийся в работе обеспечивал надежное электроснабжение потребителей. Учитывая прогнозируемый рост нагрузок в последующие годы эксплуатации необходимо использовать автотрансформаторы номинальной мощностью 250 МВА.

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

### **3 Оценка экономической эффективности инвестиционного проекта на стадии обоснования инвестиций**

#### **3.1 Оценка и прогноз потенциальных денежных потоков проекта**

Первый этап анализа эффективности любого инвестиционного проекта – расчет требуемых капитальных вложений и прогноз будущего денежного потока, генерируемого данным проектом.

Оценка денежных потоков осуществляется дисконтными методами с учетом концепции временной стоимости денег.

Количество лет, на которые рассчитывается экономическая эффективность проекта (горизонт расчета), составляет 30 лет – период нормальной эксплуатации основного оборудования подстанции, то есть равна сроку жизни проекта.

Сводный сметный расчет стоимости комплексного технического перевооружения и реконструкции подстанции 220 кВ Еланская составлен в базисном уровне цен на 01.01.2000 и пересчитан по итогу в текущие цены.

В соответствии с функциями, возложенными на Государственное учреждение региональный Центр по ценообразованию в строительстве Кемеровской распоряжения Администрации Кемеровской области от 20.05.1998 г. № 487-р, от 27.10.98 г. № 1153-р и от 17.02.2003 г. № 143-р, [44], рекомендуемый с 01.11.2015 региональный индекс пересчета сметной стоимости строительства для применения на территории Кемеровской области по капитальным вложениям к уровню цен на 01.01.2000 для объектов, финансируемых за счет внебюджетных средств, (к ТСНБ-2001, в редакции 2010 г.) – 10,379.

Общий объем капитальных вложений согласно сводному сметному расчету в ценах на 01.11.2015 составляет 3 585,35 млн. руб. с НДС 18%. Капитальные вложения с разбивкой по годам строительства объекта в текущих ценах представлены в таблице 5.

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Техническое перевооружение и реконструкция выполняются за счет инвестиционной программы (собственные средства) ПАО «ФСК ЕЭС» без использования Федерального бюджета.

Таблица 5 – Капитальные вложения

Показатели в млн. руб.

Инвестиции	Общая стоимость	В том числе по годам	
		1-ый год	2-ой год
Капитальные вложения	3038,43	1561,75	1476,68
НДС	546,92	281,12	265,80
Итого	3585,35	1842,87	1742,48

Спрогнозированные ежегодные издержки по эксплуатации ПС 220 кВ Еланская складываются из издержек на амортизацию и издержек на обслуживание и ремонт.

Суммарные эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{экс}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{об.рем.}}, \quad (8)$$

где  $I_{\text{ам}}$  – ежегодные издержки на амортизацию;

$I_{\text{об.рем.}}$  – ежегодные издержки на обслуживание и ремонт.

Издержки на амортизацию,

$$I_{\text{ам}} = \frac{H_{\text{ам}} \cdot K_{\Sigma}}{100}, \quad (9)$$

где  $H_{\text{ам}}$  – норма отчислений на амортизацию, 4,4 %, [3].

Издержки на обслуживание и ремонт,

$$I_{\text{об.рем.}} = \frac{N_{\text{об.рем.}} \cdot K_{\Sigma}}{100}, \quad (10)$$

где  $N_{\text{об.рем.}}$  – норма отчислений на обслуживание и ремонт 4,9 % (2,0 % + 2,9 %), [3].

Разбивка эксплуатационных издержек по статьям затрат в текущих ценах с НДС 18 % за период жизни проекта представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Эксплуатационные издержки

Показатели в млн. руб.

Издержки/год	2-ой год	С 3-го по 24-ый год	25-ый год	С 26-го по 30-ый год
Затраты на обслуживание (2,0 % от суммы капитальных вложений)	20,41	39,70	39,70	39,70
Затраты на ремонт (2,9 % от суммы капитальных вложений)	29,59	57,56	57,56	57,56
Затраты на амортизацию (4,4 % от суммы капитальных вложений)	68,72	133,69	28,51	-

Наряду с эксплуатационными издержками к статьям отрицательных денежных потоков относятся налоги.

Виды налогов и налоговые ставки, учтенные в проекте, представлены в таблице 7, [30].

Следует отметить, что величина ставки налога на имущество принята равной 2,2 % согласно Закону Кемеровской области от 26 ноября 2003 г. № 60-ОЗ «О налоге на имущество организаций и о признании утратившими силу некоторых законодательных актов (положений законодательных актов) Кемеровской области», [40, 41].

Таблица 7 – Виды налогов и налоговые ставки, используемые в проекте

Показатели в %

Вид налога	Налоговая ставка	Доли налоговых поступлений в бюджеты разных уровней	
		В федеральный	В территориальный
Налог на добавленную стоимость (НДС)	18,0	100,0	0,0
Налог на прибыль	20,0	10,0	90,0
Налог на имущество	2,2	0,0	100,0

Объемы налоговых поступлений по годам в федеральный и территориальный бюджет представлены в таблице 8. Коэффициент дисконтирования для расчета налоговых поступлений принят равным ставке рефинансирования ЦБ РФ в 2015 году, а именно 8,25 %, [19].

Таблица 8 – Объемы налоговых поступлений

Показатели в млн. руб.

Год	Федеральный бюджет			Территориальный бюджет		
	НДС	Налог на имущество	Налог на прибыль	НДС	Налог на имущество	Налог на прибыль
2013	0,0	0,0	0,0	0,0	17,18	0,0
2014	-21,37	0,0	0,0	0,0	49,85	0,0
2015	54,59	0,0	0,17	0,0	63,86	1,56
2016	58,09	0,0	0,62	0,0	60,92	5,59
2017	61,57	0,0	1,07	0,0	57,98	9,61
2018	64,72	0,0	1,48	0,0	55,04	13,28
2019	67,76	0,0	1,87	0,0	52,10	16,85
2020	70,95	0,0	2,29	0,0	49,16	20,57
2021	74,28	0,0	2,71	0,0	46,22	24,43
2022	77,78	0,0	3,16	0,0	43,27	28,46
2023	80,03	0,0	3,47	0,0	40,33	31,24
2024	82,35	0,0	3,79	0,0	37,39	34,09
2025	84,74	0,0	4,11	0,0	34,45	37,01
2026	87,20	0,0	4,44	0,0	31,51	40,00
2027	89,73	0,0	4,78	0,0	28,57	43,06
2028	92,34	0,0	5,13	0,0	25,63	46,19
2029	95,01	0,0	5,49	0,0	22,69	49,40
2030	97,77	0,0	5,85	0,0	19,75	52,69
2031	100,61	0,0	6,23	0,0	16,80	56,05
2032	103,53	0,0	6,61	0,0	13,86	59,50



Продолжение таблицы 8

Год	Федеральный бюджет			Территориальный бюджет		
	НДС	Налог на имущество	Налог на прибыль	НДС	Налог на имущество	Налог на прибыль
2033	106,53	0,0	7,00	0,0	10,92	63,03
2034	109,62	0,0	7,41	0,0	7,98	66,65
2035	112,80	0,0	7,82	0,0	5,04	70,36
2036	116,07	0,0	8,24	0,0	2,10	74,17
2037	119,46	0,0	10,75	0,0	0,31	96,79
2038	122,93	0,0	11,72	0,0	0,0	105,44
2039	126,50	0,0	12,11	0,0	0,0	109,01
2040	130,16	0,0	12,52	0,0	0,0	112,67
2041	133,94	0,0	12,94	0,0	0,0	116,45
2042	137,82	0,0	13,37	0,0	0,0	120,33

Эффективность участия инвестора в инвестиционном проекте определяется для того чтобы определить возможность реализуемости проекта. Коммерческую эффективность участия предприятия в проекте определяем для инвестора с учетом коммерческого эффекта от дополнительной передачи электроэнергии и коммерческого эффекта от повышения надежности электроснабжения.

Доход от дополнительной передачи электроэнергии – это оплата потребителями услуг по передаче электрической энергии:

$$E_1 = P_{max} \cdot T_{max} \cdot C_1, \quad (11)$$

где  $P_{max}$  – изменение максимального перетока мощности в режиме зимнего максимума электрической нагрузки принимается равным 18,4 МВт;

$T_{max}$  – число часов использования максимума нагрузки в год расчетом принимается равным 4 296 часа или 6 месяцев, [32];

$C_1$  – цена на электрическую энергию и мощность устанавливается на основании действующего Приказа ФСТ России от 09.12.2014 № 297-э/3 «Об утверждении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети, оказываемые ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы», на долгосрочный период регулирования 2015–2019 годы и долгосрочных

параметров регулирования для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью на 2015–2019 годы», [13], и утверждена в размере 144 686,52 руб./МВт·мес. в период 01.07.2015–30.06.2016, далее размер тарифа на услуги по передаче электрической энергии принимается с учетом предполагаемого уровня инфляции (таблица 9).

Таблица 9 – Уровень инфляции по годам

Год	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023 и далее
Уровень инфляции, %	12,2	6,4	6	5,1	4,7	4,7	4,7	4,7	2,9

Уровень инфляции принят в соответствии с Прогнозом долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года (с пролонгацией до 2035 года), [50].

Изменение максимального перетока мощности в режиме зимнего максимума электрической нагрузки принято на основании анализа расчетов электрических режимов сети 220 кВ Кузбасской энергосистемы.

Коммерческий эффект от дополнительной передачи электроэнергии приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Коммерческий эффект от дополнительной передачи электроэнергии

Год/ показатель	$P_{\max}$ , МВт	$T_{\max}$ , мес.	$C_1$ , млн. руб./МВт·мес.	Поступление денежных средств от дополнительной передачи электроэнергии, млн. руб./год ( $E_1$ )
2015	18,4	6	0,145	15,97
2016	18,4	6	0,154	17,00
2017	18,4	6	0,163	18,02
2018	18,4	6	0,172	18,93
2019	18,4	6	0,180	19,82
2020	18,4	6	0,188	20,76
2021	18,4	6	0,197	21,73
2022	18,4	6	0,206	22,75

Продолжение таблицы 10

Год/ показатель	$P_{max}$ , МВт	$T_{max}$ , мес.	$C_1$ , млн. руб./МВт·мес.	Поступление денежных средств от дополнительной передачи электроэнергии, млн. руб./год ( $E_1$ )
2023	18,4	6	0,212	23,41
2024	18,4	6	0,218	24,09
2025	18,4	6	0,225	24,79
2026	18,4	6	0,231	25,51
2027	18,4	6	0,238	26,25
2028	18,4	6	0,245	27,01
2029	18,4	6	0,252	27,79
2030	18,4	6	0,259	28,60
2031	18,4	6	0,267	29,43
2032	18,4	6	0,274	30,28
2033	18,4	6	0,282	31,16
2034	18,4	6	0,290	32,06
2035	18,4	6	0,299	32,9
2036	18,4	6	0,308	33,95
2037	18,4	6	0,316	34,94
2038	18,4	6	0,326	35,95
2039	18,4	6	0,335	36,99
2040	18,4	6	0,345	38,06
2041	18,4	6	0,355	39,17
2042	18,4	6	0,365	40,30

Величина коммерческого эффекта от повышения надежности электроснабжения определяется затратами на компенсацию ущерба от аварийного недоотпуска электроэнергии потребителям в случае аварийного отключения оборудования на ПС 220 кВ Еланская.

Крупную узловую подстанцию, которой является ПС 220 кВ Еланская, нельзя рассматривать изолированно. Работа подстанции оказывает влияние на режим работы всей электрической сети. При отказе оборудования на ПС 220 кВ Еланская, в электрической сети изменяются перетоки мощности, уровни напряжений в узлах, могут возникать перегрузки отдельных электрических сечений, изменение частоты. Для того, чтобы электрическая сеть продолжила работать при отказе ее отдельных элементов, таких как выключатели, разъединители, ошиновки и шины 220 и 110 кВ, устройства системной противоаварийной автоматики должны сбалансировать электрический режим путем изменения уровней напряжения, объемом

электрической нагрузки в узлах электрической сети. В проектной документации по титулу «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 220 кВ Еланская» для оценки загрузки сетевых элементов и уровней напряжения на шинах ПС 220 кВ Еланская выполнены расчеты различных аварийных и послеаварийных режимов, на основании которых было определено количество устройств противоаварийной автоматики, мест их установки, а также объем их воздействий.

Загрузка оборудования ячеек ВЛ 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС – Еланская–1,2, Ферросплавная – Еланская–1,2 на ПС 220 кВ Еланская обусловлена передачей мощности, выдаваемой Томь-Усинской ГРЭС в сеть 220 кВ и зависит от уровня генерации указанной электростанции. При этом, увеличение генерации ГТЭС Новокузнецкая оказывает «запирающий» эффект для мощности, выдаваемой Томь-Усинской ГРЭС по ВЛ 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС – Еланская–1,2 и ВЛ 220 кВ Ферросплавная – Еланская–1,2, что приводит к перераспределению мощности между отходящими от Томь-Усинской ГРЭС ВЛ 220 кВ и снижению токовой загрузки подстанционного оборудования 220 кВ ПС 220 кВ Еланская.

Максимально допустимая нагрузка генерирующего оборудования Томь-Усинской ГРЭС в настоящее время определяется пропускной способностью отходящих от станции ВЛ 220 кВ с учетом возможных аварийных отключений. Следовательно, замена ТГ-4,5 Томь-Усинской ГРЭС с увеличением установленной мощности станции не приведет к дополнительной загрузке оборудования ячеек ВЛ 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС – Еланская–1,2, Ферросплавная – Еланская–1,2 на ПС 220 кВ Еланская, так как будет ограничена пропускной способностью существующих проводов отходящих ВЛ, имеющих меньшую пропускную способность, чем оборудование, устанавливаемое на ПС 220 кВ Еланская.

Ввод в эксплуатацию ВЛ 220 кВ Кузбасская – ЗСМК-1,2 приведет к незначительной дополнительной загрузке ВЛ 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС –

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Еланская–1,2 и Ферросплавная – Еланская–1,2.

Реконструкция ВЛ 110 кВ ЗСМК – Кузнецкая–1,2 и КФЗ-2 – Кузнецкая–1,2 с заменой проводов позволит обеспечить увеличение пропускной способности транзита 110 кВ ЗСМК – КФЗ-2 и, как следствие, снизит риски возникновения недопустимых электроэнергетических

Наиболее тяжелыми, с точки зрения загрузки АТ-1,2 и отходящих от ПС 220 кВ Еланская ВЛ 110 кВ Кузнецкая ТЭЦ – Еланская–1,2,3,4, являются следующие режимы:

- для АТ-1,2 – аварийное отключение автотрансформатора ПС 220 кВ НКАЗ-2 в период ремонта автотрансформатора ПС 220 кВ Еланская. При этом, в связи со значительным снижением электропотребления в сети 110 кВ района размещения ПС 220 кВ Еланская, связанным с переводом нагрузки ОАО «Кузнецкие Ферросплавы» с ПС 110 кВ КФЗ-1 на ПС 220 кВ Ферросплавная, токовая нагрузка оставшегося в работе автотрансформатора для расчетного периода 2018 года не превышает 70 % от его номинальной загрузки;

- для ВЛ 110 кВ Кузнецкая ТЭЦ – Еланская–1,2,3,4 – аварийное отключение одной из указанных ВЛ в период ремонта двух ВЛ 110 кВ, выполненных в двухцепном исполнении (Кузнецкая ТЭЦ – Еланская–1,4 или Кузнецкая ТЭЦ – Еланская–2,3) и режим аварийного отключения ВЛ 220 кВ Ферросплавная – Еланская–1,2 при РГТЭС=0 МВт. При этом, в связи с переводом питания нагрузки ОАО «Кузнецкие ферросплавы» в сеть 220 кВ, а так же увеличением пропускной способности сети 110 кВ, обусловленным реконструкцией ВЛ 110 кВ Кузнецкая ТЭЦ – Еланская–1, сохраняется запас по пропускной способности оборудования ячеек и проводов ВЛ 110 кВ Кузнецкая ТЭЦ – Еланская–1,2,3,4.

Таким образом, исходя из расчетов даже самых тяжелых аварийных и послеаварийных режимов работы, нет необходимости в снижении нагрузки путем отключения потребителей ни до, ни после перевооружения и реконструкции подстанции.

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

Следовательно, затраты на компенсацию ущерба от аварийного недоотпуска электроэнергии потребителям в случае аварийного отключения оборудования на подстанции отсутствуют, и величина минимального коммерческого эффекта от повышения надежности электроснабжения определяется по полному объему минимальной нагрузки подстанции в режиме летнего минимума электрической нагрузки за время, равное длительности послеаварийного ремонта оборудования подстанции:

$$E_2 = P_{min} \cdot T_{av} \cdot C_2, \quad (12)$$

где  $E_2$  – экономический эффект при отсутствии ущерба от аварийного недоотпуска электроэнергии, млн. руб./год;

$P_{min}$  – величина минимальной нагрузки подстанции в режиме летнего минимума электрической нагрузки равная 312,6 МВт;

$T_{av}$  – длительность послеаварийного ремонта оборудования подстанции, ч/год;

$C_2$  – стоимость ущерба от аварийных ограничений исходя из зарубежного опыта компенсации ущерба потребителям составляет примерно 1,5-4 долл./кВт·ч, [32].

Минимальный переток мощности в режиме летнего минимума электрической нагрузки принят на основании анализа расчетов электрических режимов сети 220 кВ Кузбасской энергосистемы.

В расчете стоимостная оценка ущерба от нарушения электроснабжения принимается 250 руб./кВт·ч для 2015 года, далее, начиная с 2016 года, стоимостная оценка ущерба пересчитывается с учетом предполагаемого уровня инфляции.

Длительность послеаварийного ремонта оборудования подстанции учитывается только для трансформаторного оборудования, элегазовое

оборудование в расчете не учитывается, так как вероятность его отказа несоизмеримо мала.

Длительность послеаварийного ремонта оборудования подстанции:

$$T_{av} = \sum w_{av} \cdot t_{av}, \quad (13)$$

где  $w_{av}$  – удельная повреждаемость оборудования подстанции при отказе равная 0,03 отказ/год;

$t_{av}$  – длительность послеаварийного ремонта оборудования подстанции при отказе составляет  $7 \cdot 10^{-3}$  лет.

Коммерческий эффект при отсутствии ущерба от послеаварийного простоя оборудования приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Коммерческий эффект при отсутствии ущерба от послеаварийного простоя оборудования

Год/ показатель	$P_{min}$ , МВт	$T_{av}$ , ч/год	$C_2$ , руб./кВт·ч	Поступление денежных средств при отсутствии ущерба от послеаварийного простоя оборудования, млн. руб./год ( $E_2$ )
2015	312,6	3,6792	250,00	287,53
2016	312,6	3,6792	266,00	305,93
2017	312,6	3,6792	281,96	324,29
2018	312,6	3,6792	296,34	340,83
2019	312,6	3,6792	310,27	356,84
2020	312,6	3,6792	324,85	373,62
2021	312,6	3,6792	340,12	391,18
2022	312,6	3,6792	356,10	409,56
2023	312,6	3,6792	366,43	421,44
2024	312,6	3,6792	377,06	433,66
2025	312,6	3,6792	387,99	446,24
2026	312,6	3,6792	399,24	459,18
2027	312,6	3,6792	410,82	472,49
2028	312,6	3,6792	422,74	486,20
2029	312,6	3,6792	435,00	500,30
2030	312,6	3,6792	447,61	514,80
2031	312,6	3,6792	460,59	529,73
2032	312,6	3,6792	473,95	545,10
2033	312,6	3,6792	487,69	560,90

Продолжение таблицы 11

Год/ показатель	$P_{min}$ , МВт	$T_{av}$ , ч/год	$C_2$ , руб./кВт·ч	Поступление денежных средств при отсутствии ущерба от послеаварийного простоя оборудования, млн. руб./год ( $E_2$ )
2034	312,6	3,6792	501,84	577,17
2035	312,6	3,6792	516,39	593,91
2036	312,6	3,6792	531,36	611,13
2037	312,6	3,6792	546,77	628,85
2038	312,6	3,6792	562,63	647,09
2039	312,6	3,6792	578,95	665,86
2040	312,6	3,6792	595,74	685,17
2041	312,6	3,6792	613,01	705,04
2042	312,6	3,6792	630,79	725,48

Суммарный экономический эффект после проведения комплексного технического перевооружения и реконструкции ПС 220 кВ Еланская приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Суммарный экономический эффект после проведения комплексного технического перевооружения и реконструкции ПС 220 кВ Еланская

Показатели в млн. руб.

Год/показатель	Экономический эффект от дополнительной передачи электроэнергии	Экономический эффект при отсутствии ущерба от послеаварийного простоя оборудования	Суммарный экономический эффект от реализации проекта
2015	15,97	287,53	303,50
2016	17,00	305,93	322,93
2017	18,02	324,29	342,30
2018	18,93	340,83	359,76
2019	19,82	356,84	376,67
2020	20,76	373,62	394,37
2021	21,73	391,18	412,91
2022	22,75	409,56	432,31
2023	23,41	421,44	444,85
2024	24,09	433,66	457,75
2025	24,79	446,24	471,03
2026	25,51	459,18	484,69
2027	26,25	472,49	498,74
2028	27,01	486,20	513,21



## Продолжение таблицы 12

Год/показатель	Экономический эффект от дополнительной передачи электроэнергии	Экономический эффект при отсутствии ущерба от послеаварийного простоя оборудования	Суммарный экономический эффект от реализации проекта
2029	27,79	500,30	528,09
2030	28,60	514,80	543,40
2031	29,43	529,73	559,16
2032	30,28	545,10	575,38
2033	31,16	560,90	592,06
2034	32,06	577,17	609,23
2035	32,9	593,91	626,90
2036	33,95	611,13	645,08
2037	34,94	628,85	663,79
2038	35,95	647,09	683,04
2039	36,99	665,86	702,85
2040	38,06	685,17	723,23
2041	39,17	705,04	744,20
2042	40,30	725,48	765,79

### 3.2 Оценка экономической эффективности участия в проекте

Расчет показателей эффективности капитальных вложений в техническое перевооружение и реконструкцию ПС 220 кВ Еланская выполнен в соответствии с основными принципами, критериями и методами, изложенными в «Методических рекомендациях по оценке эффективности инвестиционных проектов», [3].

При расчетах ставка дисконтирования принята равной ставке рефинансирования ЦБ РФ в 2015 году, а именно 8,25 %. Расчет показателей экономической эффективности проекта выполнен приростным методом. Все расчеты полностью выполнены с использованием электронных таблиц, при помощи программы Microsoft Excel.

Результаты расчетов представлены в:

- отчете о прибылях и убытках (приложение А);
- отчете о движении денежных средств (приложение Б);
- графике изменения уровня NPV – финансовый профиль реализации

инвестиционного проекта (приложение В).

Для расчета проекта был выбран достаточно реалистичный сценарий развития событий. Таблицы прибыли и убытков и движения денежных средств отображают выручку сетевой организации за вычетом всех производственных издержек, оплаты налогов на имущество и прибыль с определением нераспределенной прибыли компании и прибыли нарастающим итогом.

Результаты расчета показателей экономической эффективности инвестиционного проекта, на основании которых резюмируется вывод о целесообразности выполнения рассматриваемого инвестиционного проекта, представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Показатели экономической эффективности участия в проекте

Показатель	Единицы измерения	Значение
Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн. руб.	381,24
Внутренняя норма доходности (IRR)	%	9,28
Дисконтированный индекс доходности (PI)	о. е.	1,12
Дисконтированный срок окупаемости (DPP)	лет	23,53
Срок окупаемости (PP)	лет	12,52

Расчет экономической эффективности участия в рассматриваемом инвестиционном проекте показывает:

- чистый дисконтированный доход больше нуля, хотя ЧДД незначителен, проект признается эффективным;
- индекс доходности незначительно выше единицы, что говорит о недостаточной устойчивости проекта;
- внутренняя норма доходности больше ставки дисконта примерно на 1 %, что говорит о наличии у проекта «резерва безопасности», но он невысок;

- дисконтированный срок окупаемости составляет более трети экономического срока жизни проекта.

Из результатов расчета показателей эффективности проекта видно, что проект является умеренно рисковым. Все показатели эффективности проекта находятся достаточно близко к финансовому положению, при котором чистый дисконтированный доход равен нулю. В случае малейшего изменения основных факторов, влияющих на финансовую состоятельность проекта, в худшую сторону, он станет высоко рисковым, а при дальнейшем ухудшении финансовой ситуации и убыточным. Подобная ситуация довольно часто встречается в практике электросетевых компаний. Но в силу многих факторов, влияющих на благополучное функционирование электроэнергетической системы, от проекта нельзя отказываться. В случае отказа от проекта технологический процесс передачи электроэнергии на ПС 220 кВ Еланская может быть полностью нарушен, что, в свою очередь, отрицательно скажется на всех сферах экономики района, [п. 2.3]. Отсутствие надежного электроснабжения региона даст ухудшение «инвестиционного климата» и приведет к невозможности развития местной промышленности, и непосредственно отрицательно скажется на уровне жизни местного населения.

### **3.3 Анализ чувствительности показателей экономической эффективности участия в инвестиционном проекте**

Экспертным путем отобраны факторы, которые наиболее существенно влияют на интегральные показатели проекта. Такими факторами являются:

- уровень тарифов;
- объем минимальной нагрузки;
- норма дисконта;
- объем первоначальных инвестиций.

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Изменение исследуемых факторов рассматривается в диапазоне от минус 30 процентов до плюс 30 процентов. Влияние исследуемых факторов на интегральные показатели приведено на рисунках 4 – 13.

Проанализировав графики чувствительности критерия NPV, можно сделать вывод, что влияние всех факторов на чистый дисконтированный доход весьма значительно, но наибольшее отрицательное влияние оказывает величина ставки дисконтирования.

Внутренняя норма доходности наиболее чувствительна к увеличению первоначальных капитальных вложений.

На индекс доходности большее отрицательное влияние оказывает увеличение первоначальных капитальных вложений и ставки дисконта. Также следует отметить, что влияние этих факторов практически одинаковое.

На дисконтированный срок окупаемости наиболее отрицательное влияние оказывают уменьшение уровня тарифов и объема нагрузки.

Практически равноценное, и весьма чувствительное, влияние на все критерии оказывают уменьшение уровня тарифов и уменьшение объема нагрузки, поскольку доход компании главным образом зависит от величины потребления и величины установленных тарифов на потребляемые электроэнергию и мощность.

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

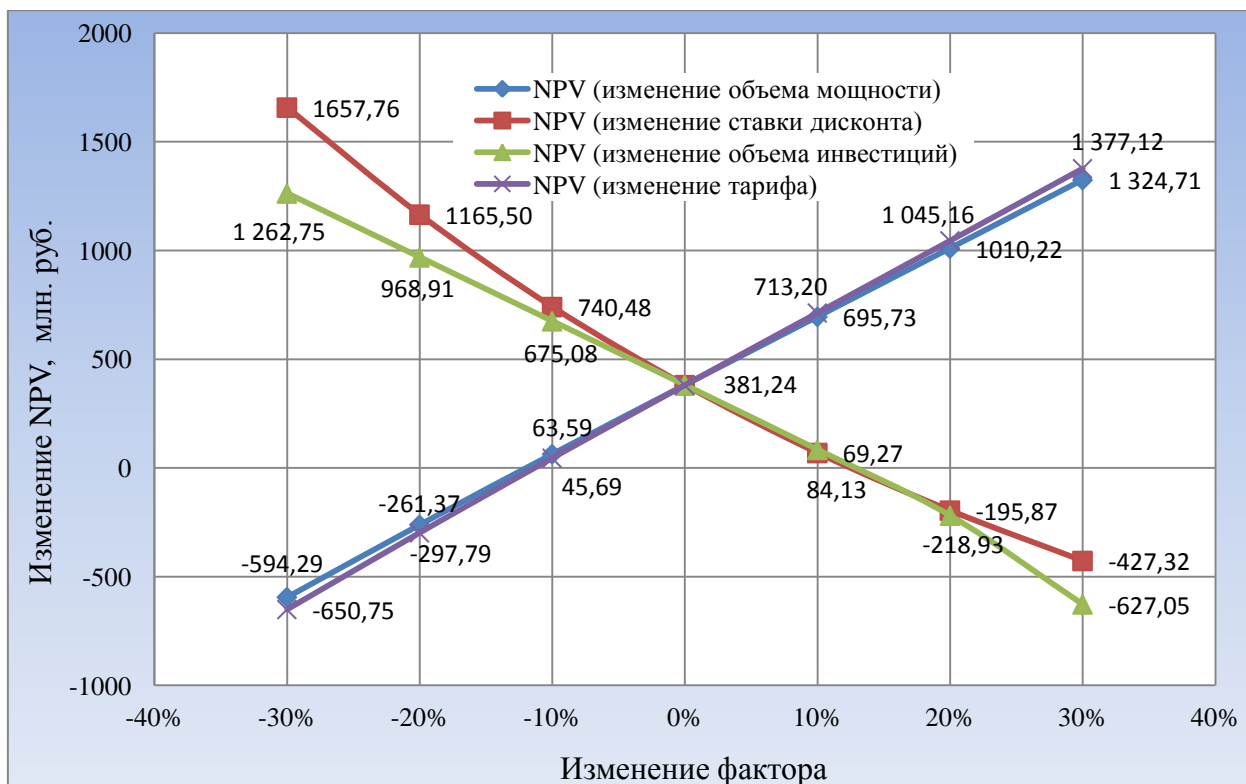


Рисунок 4 – Чувствительность критерия NPV в млн. руб.

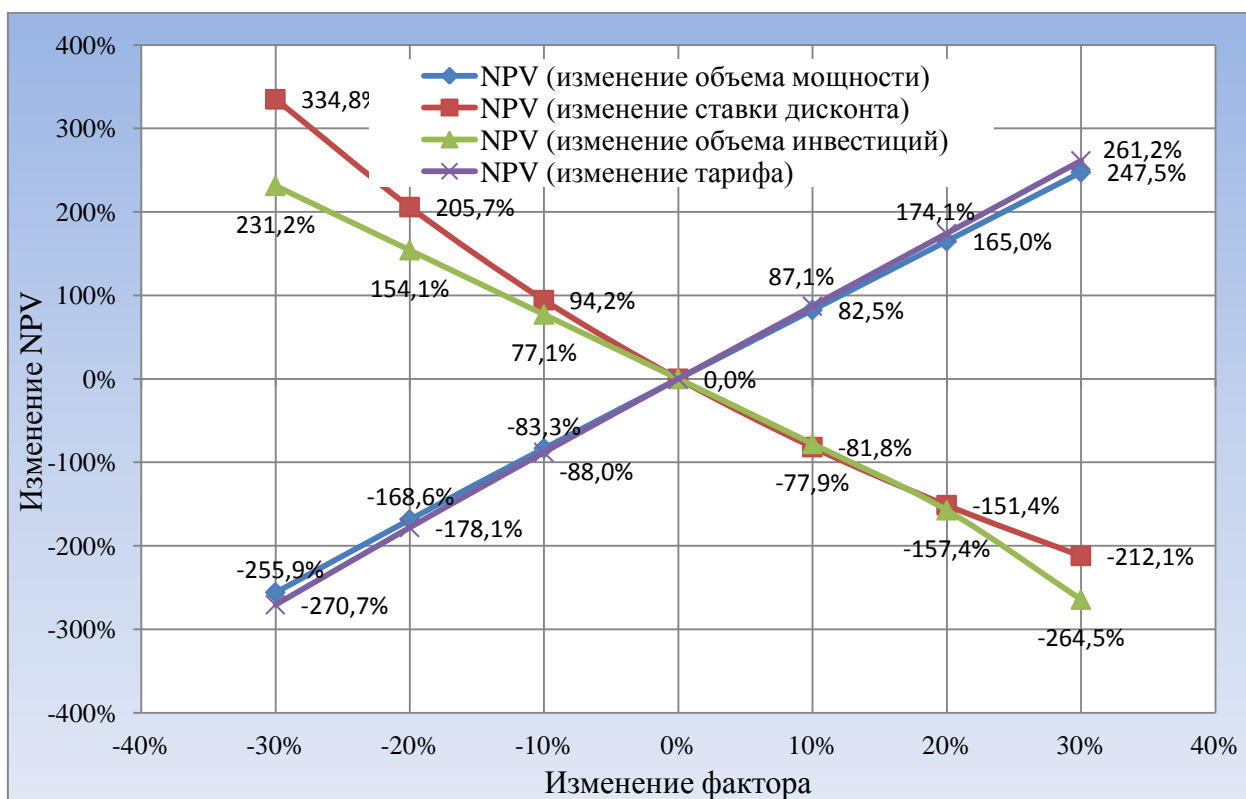


Рисунок 5 – Чувствительность критерия NPV в %

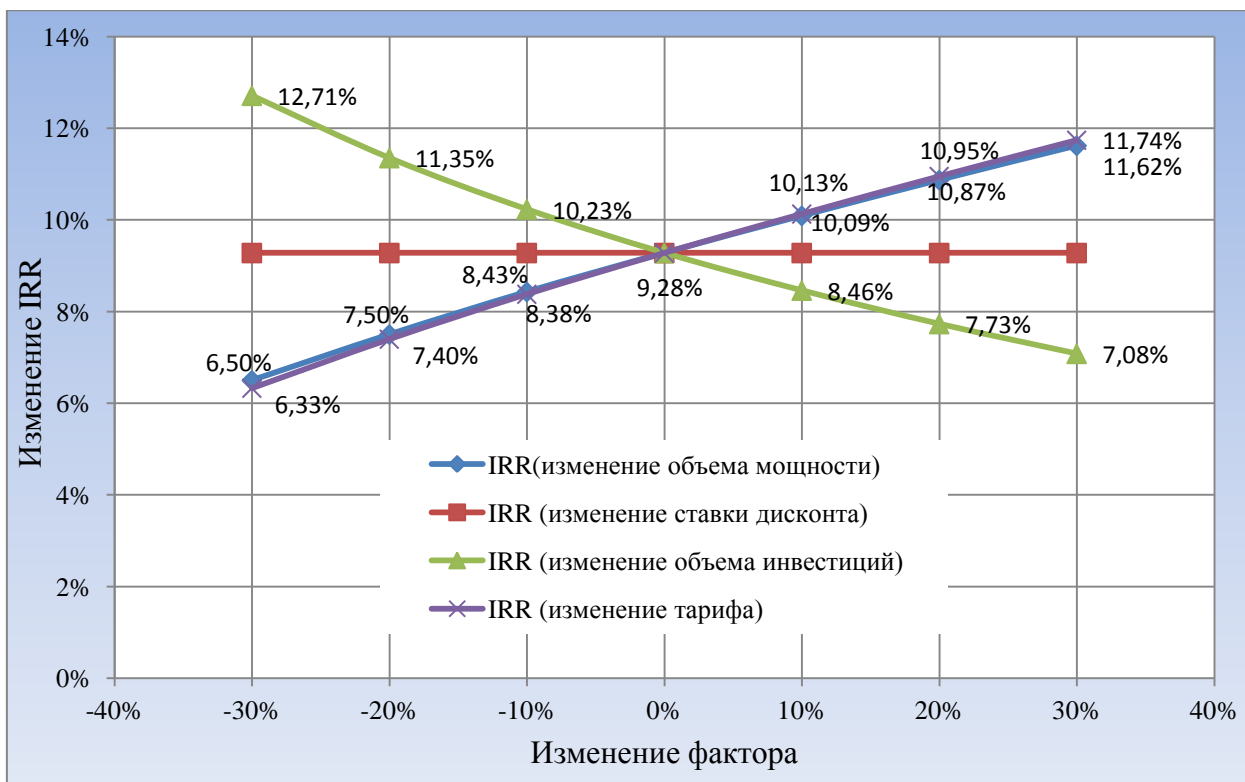


Рисунок 6 – Чувствительность критерия IRR

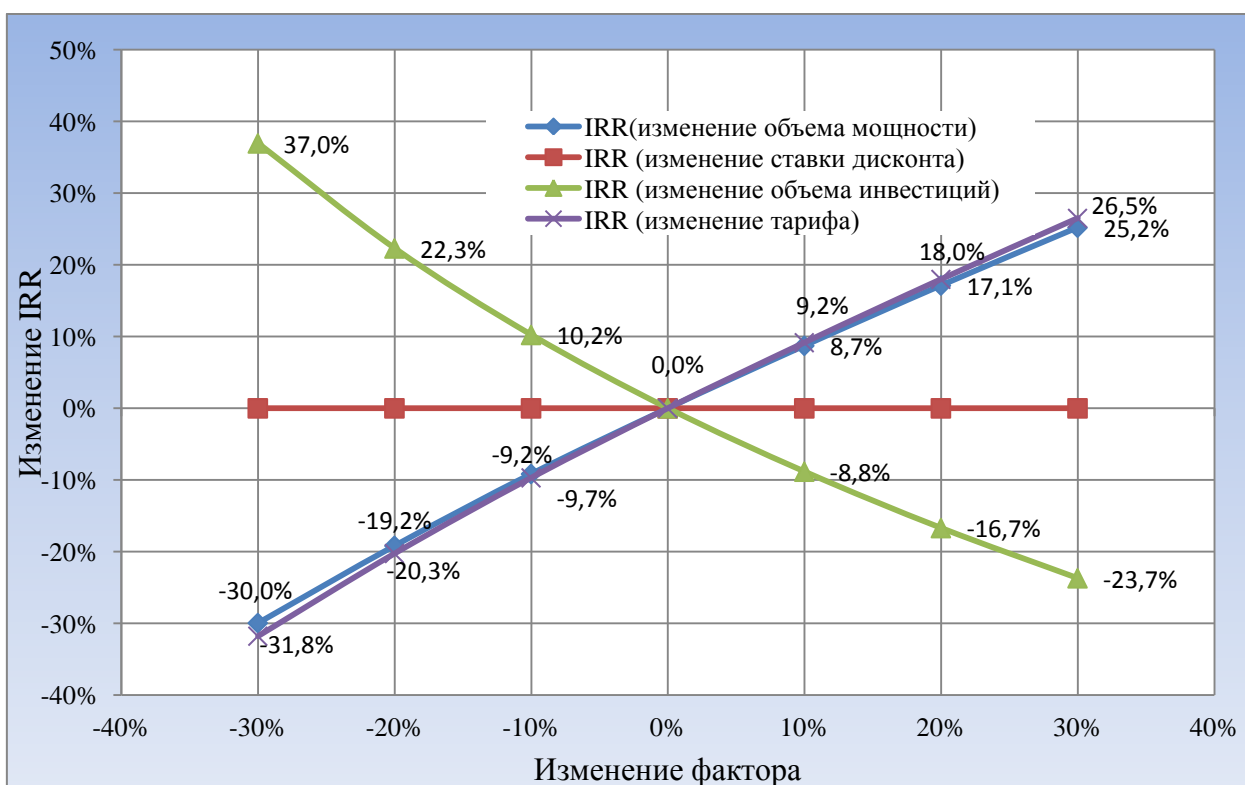


Рисунок 7 – Чувствительность критерия IRR, %

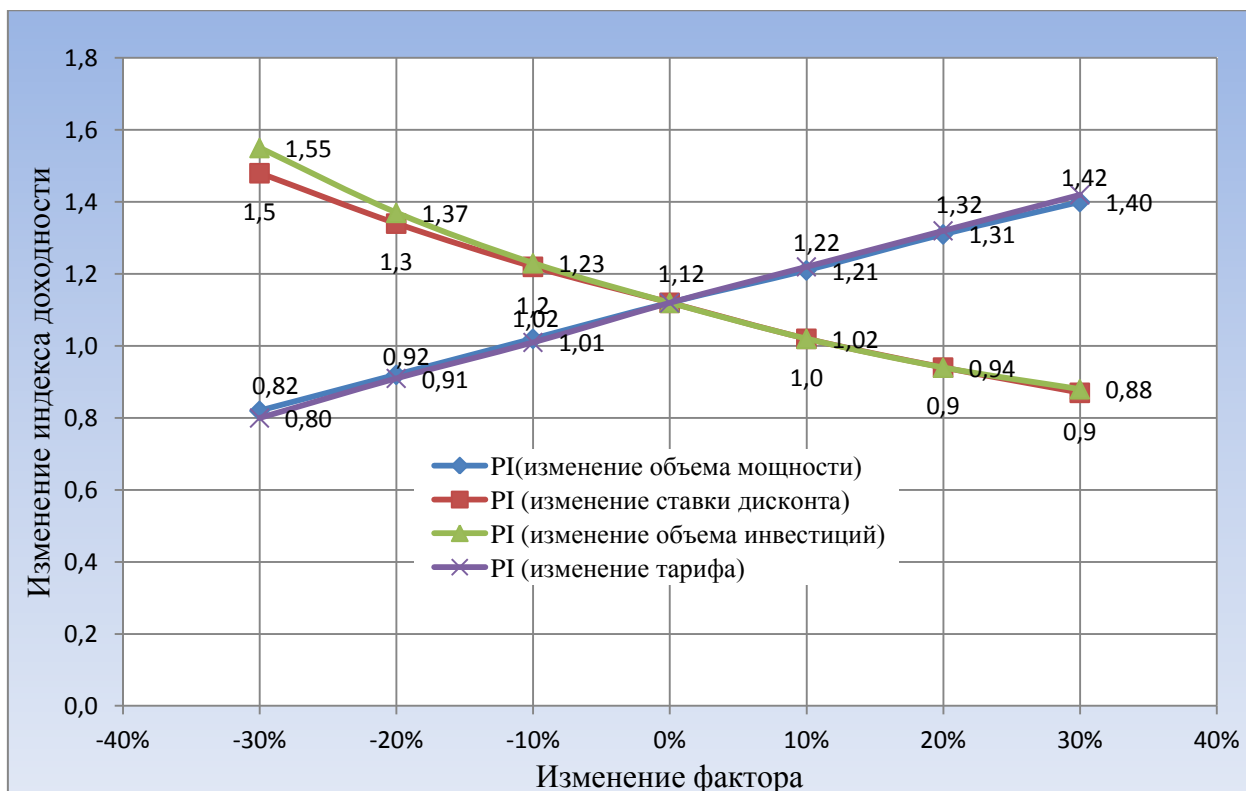


Рисунок 8 – Чувствительность критерия PI

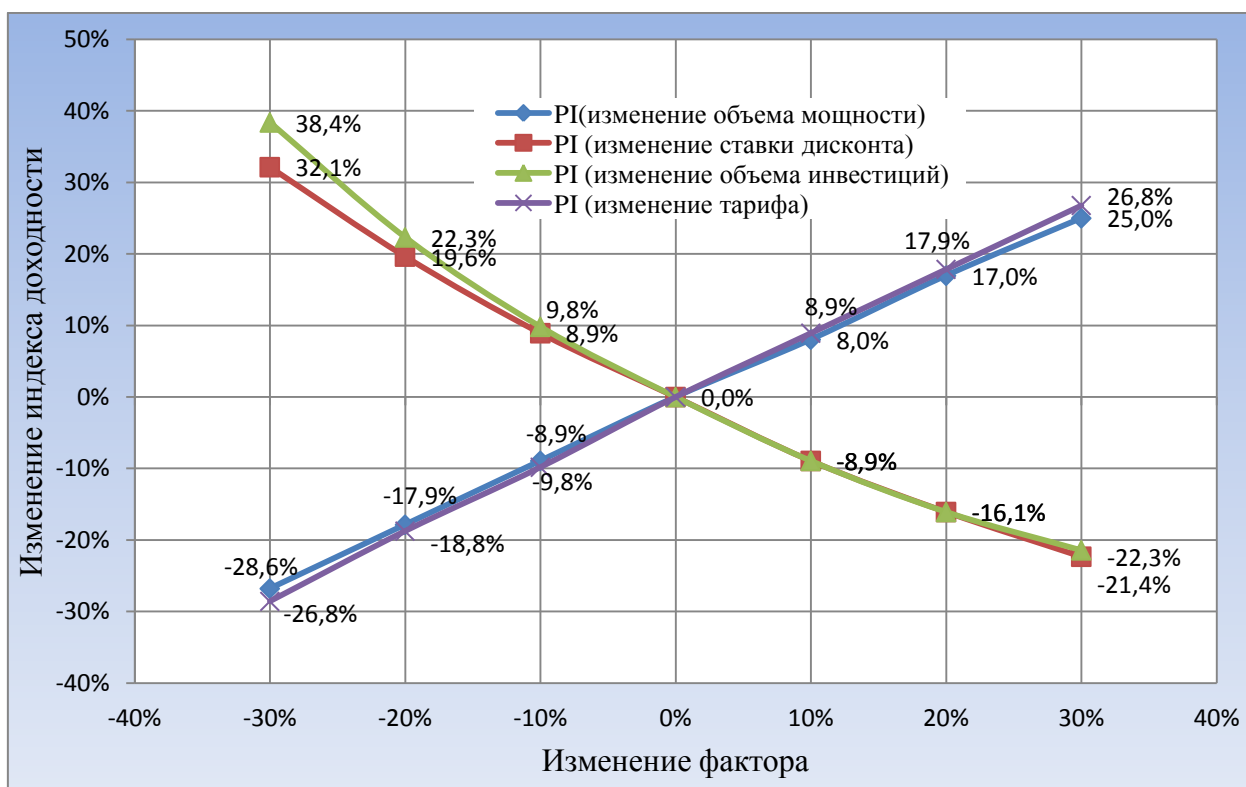


Рисунок 9 – Чувствительность критерия PI, %

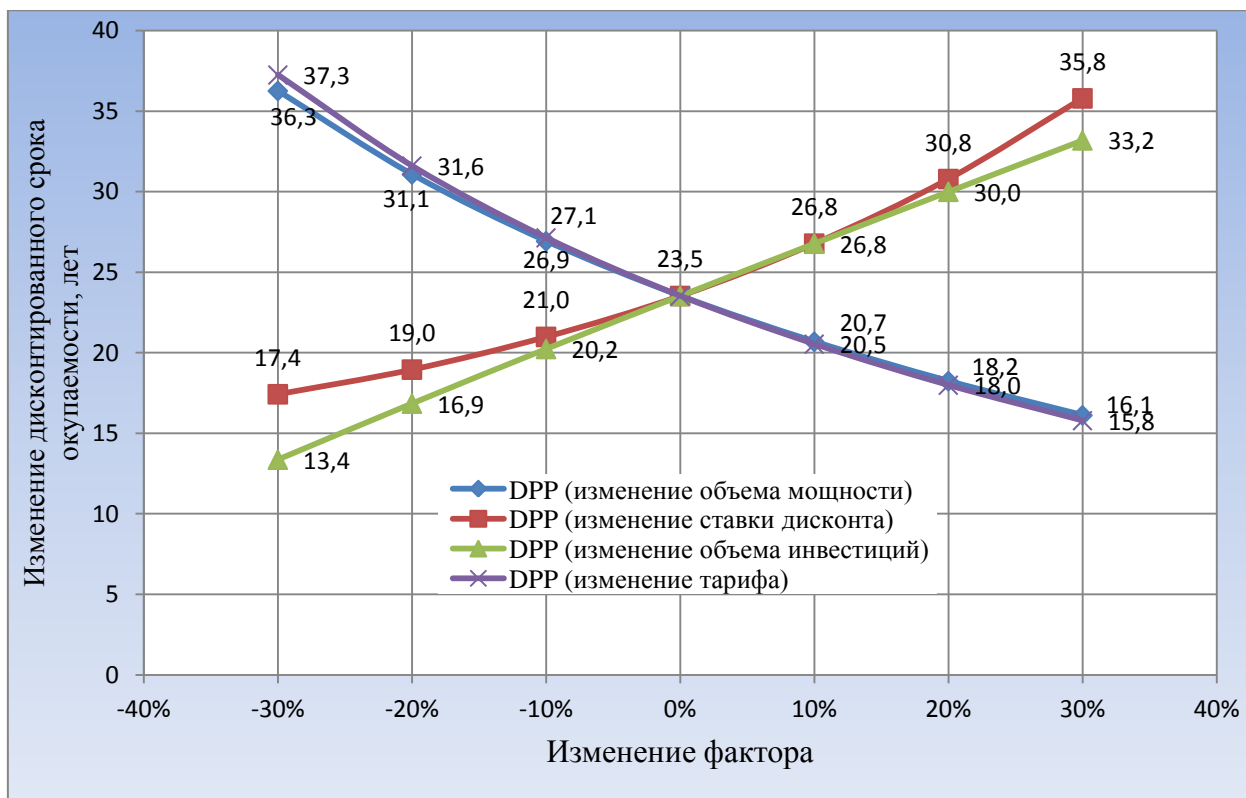


Рисунок 10 – Чувствительность критерия DPP

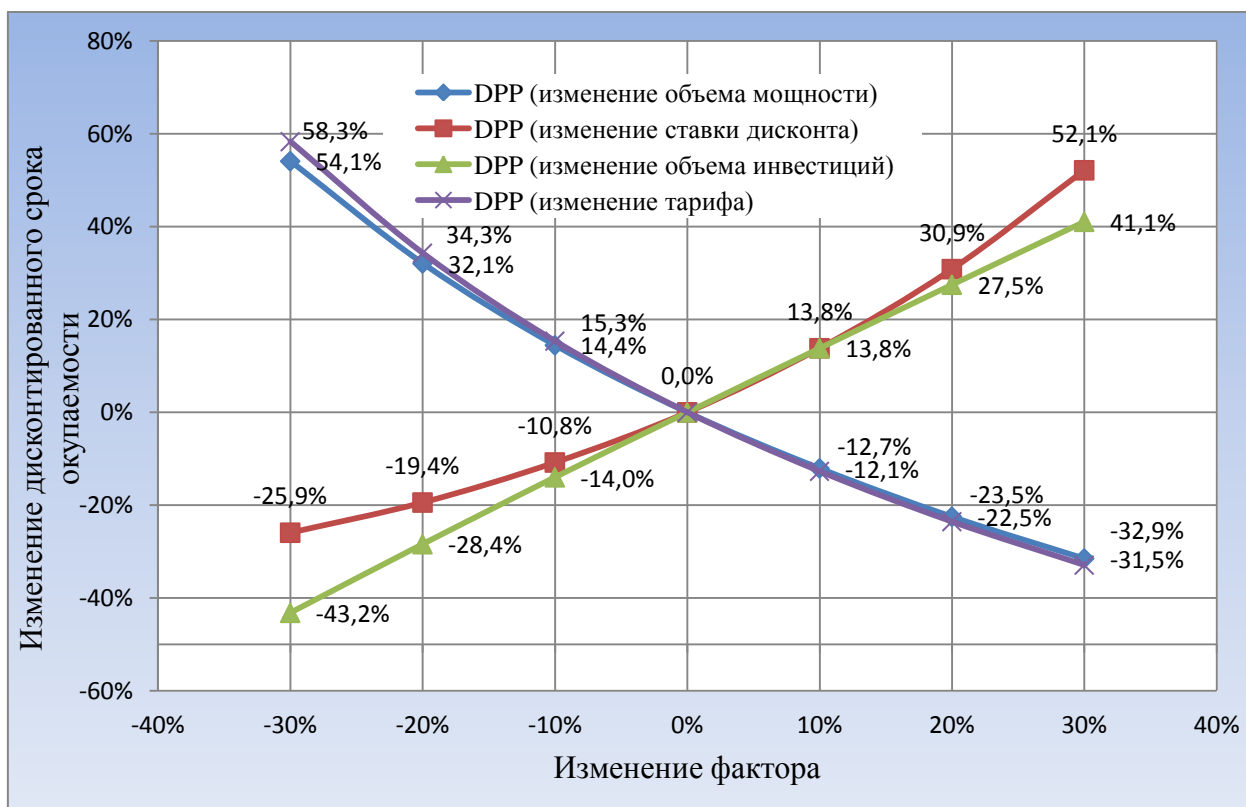


Рисунок 11 – Чувствительность критерия DPP, %



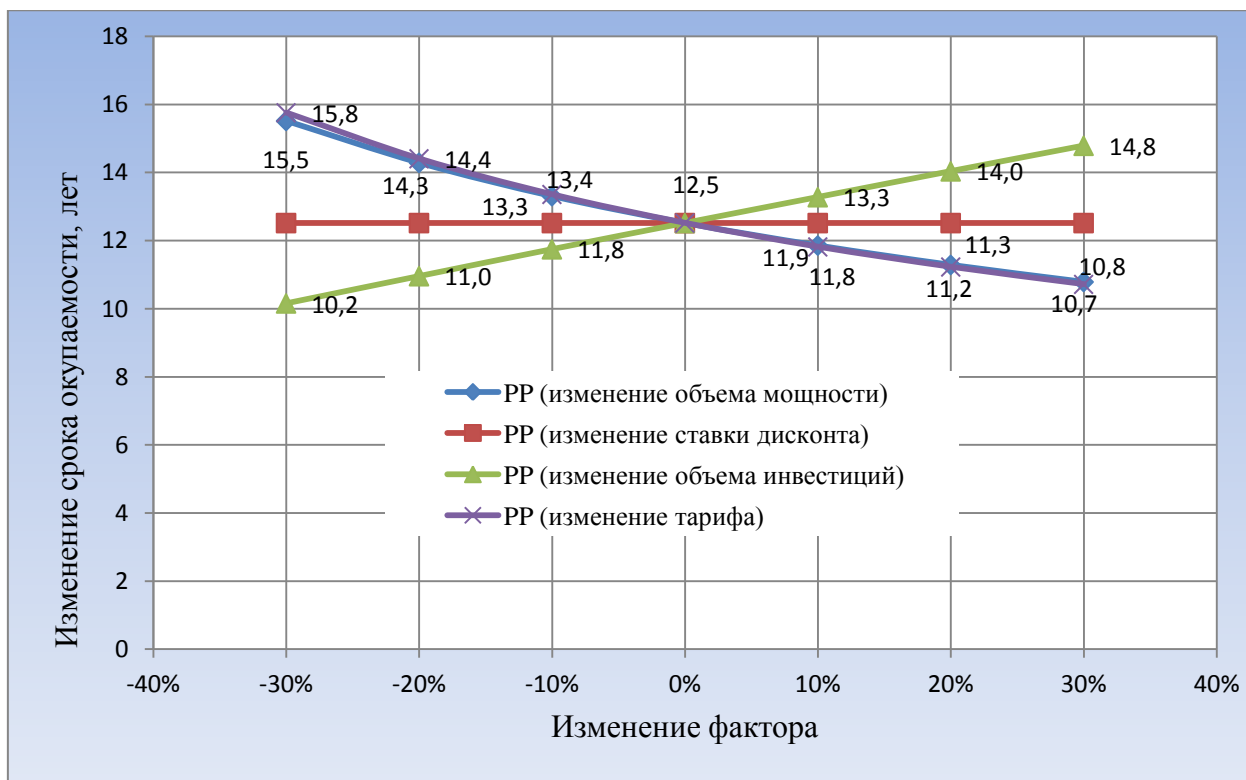


Рисунок 12 – Чувствительность критерия PP, лет

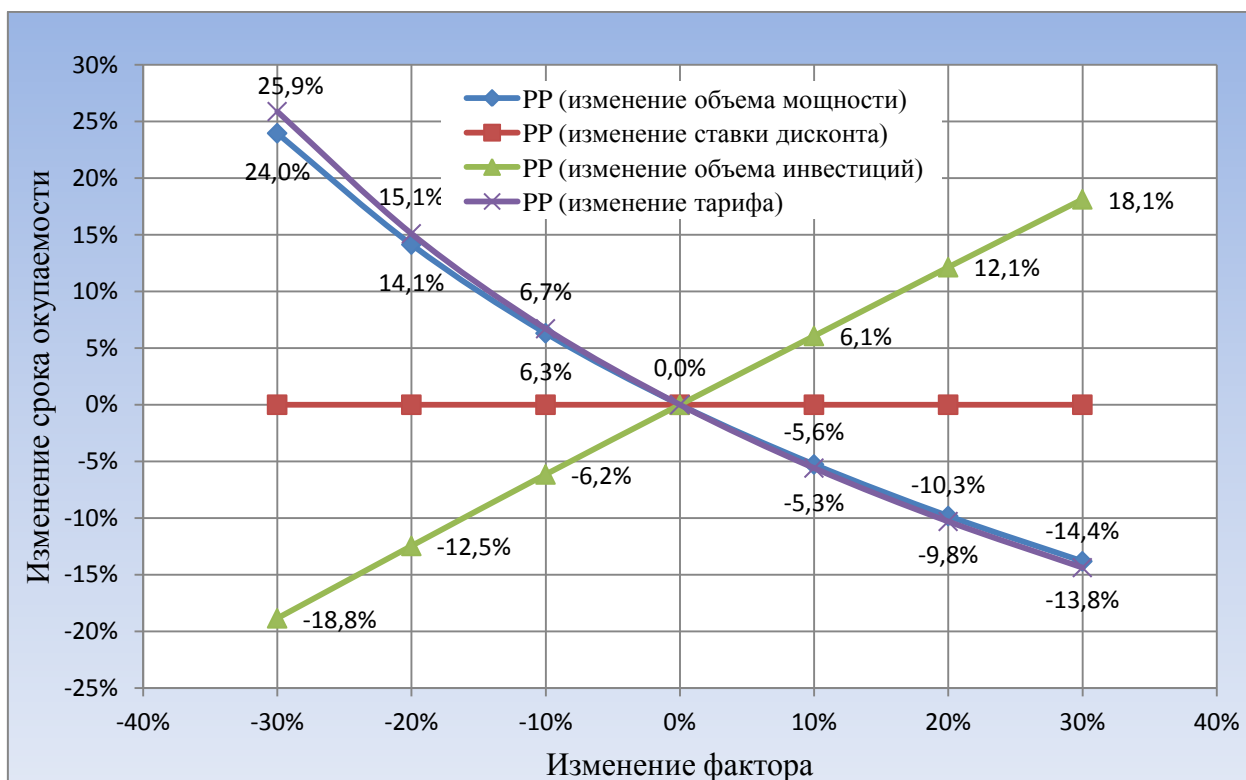


Рисунок 13 – Чувствительность критерия PP, %

Для наибольшей наглядности влияния отдельных факторов на интегральные показатели выполнено ранжирование всех рассматриваемых факторов по интегральным показателям (таблица 14).

Таблица 14 – Установление ранга значимости факторов, влияющих на интегральные показатели

Экономические факторы	NPV	IRR	PI	DPP	PP	$\Sigma$	Ранг значимости
1 Объем инвестиций	3	1	1-2	3	2	10-11	2-3
2 Ставка дисконта	1	3	1-2	2	3	10-11	2-3
3 Уровень тарифов	2	2	3	1	1	9	1
4 Объем мощности	2	2	3	1	1	9	1

Наиболее значимыми факторами, влияющими на интегральные показатели рассматриваемого инвестиционного проекта, являются уровень тарифов и объем нагрузки.

Уровень роста тарифа ограничен инфляцией и прогнозом социально-экономического развития. Оценить уровень тарифов до 2042 года очень сложно, рекомендуется принять уровень тарифов, предлагаемый в базовом варианте расчета, рост уровня тарифов принят умеренно пессимистичным, с учетом инфляции.

ПАО «ФСК ЕЭС», как системообразующая компания, должна быть финансово устойчивой, а значит, в долгосрочном периоде прибыль компании должна расти. Поэтому при ограничении роста тарифов рост издержек должен быть еще более ограничен, что означает:

а) операционные затраты не должны расти быстрее тарифного роста (задача стоит их уменьшать ежегодно на 2-3 %);

б) целевой уровень финансирования инвестиционной программы плюс капитализируемые проценты должен быть не выше уровня амортизации, для этого:

- 1) необходимо уменьшать удельные капитальные затраты;
- 2) необходимо ограничивать лимит инвестиционной программы при сохранении надежности и обеспечении реализации макропроектов в срок;
- 3) уровень заимствований должен быть снижен с целью уменьшения объема процентов.

Объем нагрузки инвестору необходимо поддерживать на требуемом уровне, для чего необходимо выполнять планы по инвестиционной программе региона в полном объеме, чтобы обеспечить надежную выдачу мощности существующим развивающимся и новым крупным потребителям, и иметь возможность широкого регулирования режимов энергосистемы, опираясь на запас прочности, полученный, в том числе, в результате выполнения плана по инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС» по Кемеровской области.

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Даже по итогам экономически сложного 2015 года выручка ОАО «ФСК ЕЭС» выросла по сравнению с 2014 годом на 2,5 % и составила 173 266 млн. руб. Себестоимость компании (стоимость чистых активов) также возросла – на 3,6 % и составила 886 127 млн. руб., [п. 1.3].

Основными причинами положительной динамики стали рост выручки от реализации услуг по передаче электроэнергии в связи с развитием ЕНЭС и увеличением обслуживаемых производственных мощностей, а также рост выручки от технического присоединения потребителей к ЕНЭС в связи с расширением объема оказываемых услуг в рамках технологического присоединения новых потребителей.

Развитие ПАО «ФСК ЕЭС» предусматривается в пятилетних инвестиционных программах компании, подвергающихся ежегодной корректировке, и утверждаемых приказами Минэнерго России.

Инвестиционные программы финансируются за счет собственных средств ПАО «ФСК ЕЭС», средств федерального бюджета, внесенных Российской Федерацией в оплату акций дополнительной эмиссии компании, средств от платы за технологическое присоединение.

Особенностью инвестиционных программ на 2015 и 2016-2020 гг. [1, 2] является кратное увеличение объемов строительства и реконструкции энергообъектов и расширение их географии. Изменились объектовые структуры инвестиционных программ компании – в 3-4 раза по отношению к предыдущим периодам выросла доля реконструкции и технического перевооружения подстанций.

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Сибири является частью единого производственного и технологического комплекса по передаче и распределению тепловой и электрической энергии.

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

В рамках реализации целевых программ ПАО «ФСК ЕЭС» на ПС 220 кВ Еланская МЭС Сибири предусмотрено комплексное техническое перевооружение и реконструкция.

Основанием для разработки проекта «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 220 кВ Еланская» является:

- необходимость замены морально и физически устаревшего оборудования;
- необходимость развития коммутационного узла и центра питания в связи с расширением промышленных мощностей существующих и присоединением новых потребителей;
- повышение надежности электроснабжения г. Новокузнецк.

В качестве доходной части инвестиционного проекта выступает доход от передачи электроэнергии.

Результаты расчета коммерческой эффективности реконструкции и технического перевооружения ПС 220 кВ Еланская показывают, что основные показатели: чистый дисконтированный доход, внутренняя норма доходности, индекс доходности, – имеют значения, подтверждающие эффективность вложения инвестиций. На основании результатов расчета интегральных показателей эффективности проекта можно говорить о том, что проект хоть и находится ближе к высоко рисковым, но его реализация будет иметь положительное влияние для предприятия.

Для достоверности экономического анализа инвестиционного проекта выполнен анализ чувствительности показателей эффективности инвестиционного проекта, позволяющий выявить возможные отклонения основных показателей эффективности предлагаемого инвестиционного проекта, в зависимости от различных сценариев его развития по наиболее критическим параметрам:

- изменение инвестиционных затрат;
- изменение объема потребляемой мощности;
- изменение тарифов на электроэнергию;

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

- изменение ставки дисконтирования.

Таким образом, анализ чувствительности показателей коммерческой эффективности инвестиционного проекта показал, что коммерческая эффективность проекта не обладает достаточно хорошей устойчивостью и весьма зависит от колебаний всех исследуемых параметров.

Но, несмотря на высоко рисковый характер, реализация инвестиционного проекта необходима, так как позволяет повысить надежность электроснабжения для существующих потребителей и создать надежное электроснабжение для новых, что является основной задачей ПАО «ФСК ЕЭС».

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Инвестиционная программа ПАО «ФСК ЕЭС» на 2015 – 2019 годы [Электронный ресурс] : приказ Минэнерго России от 31.10.2014 № 807 ред. от 18.12.2015 // ПАО «ФСК ЕЭС» [сайт]. – Режим доступа: <http://www.fsk-ees.ru/>.
2. Инвестиционная программа ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016 – 2020 годы [Электронный ресурс] : приказ Минэнерго России от 18.12.2015 № 980 // ПАО «ФСК ЕЭС» [сайт]. – Режим доступа: <http://www.fsk-ees.ru/>.
3. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО (с типовыми примерами) [Электронный ресурс] : приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008 № 155 // Электронный фонд ПИНТД «ТЕХЭКСПЕРТ». – Режим доступа: <http://www.cntd.ru/>.
4. Методические указания по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала [Электронный ресурс] : приказ ФСТ от 30.03.2012 № 228-э ред. от 18.03.2015 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
5. Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений [Электронный ресурс] : федер. закон от 25.02.1999 № 39-ФЗ ред. от 28.12.2013 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
6. Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики [Электронный ресурс] : постановление Правительства РФ от 01.12.2009 № 977 ред. от 20.01.2016 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
7. Об утверждении комплексной региональной целевой программы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности экономики Кемеровской области на 2010 – 2012 годы и на перспективу до 2020 года»

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

[Электронный ресурс] : постановление Коллегии Администрации Кемеровской области от 31.08.2010 № 363 // Коллегия Администрации Кемеровской области [сайт]. – Режим доступа: <http://www.ako.ru>.

8. Об утверждении нормы доходности инвестированного капитала для расчета тарифов на услуги по передаче электрической энергии по Единой национальной (общероссийской) электрической сети [Электронный ресурс] : приказ ФСТ от 04.12.2009 № 347-э/4 ред. от 21.05.2012 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

9. Об утверждении Положения об отнесении объектов электросетевого хозяйства к Единой национальной (общероссийской) электрической сети и о ведении реестра объектов электросетевого хозяйства, входящих в Единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть [Электронный ресурс] : постановление Правительства РФ от 28.10.2003 № 648 ред. от 28.03.2012 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

10. Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям [Электронный ресурс] : постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 ред. от 22.02.2016 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80



11. Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности [Электронный ресурс] : постановление Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172 ред. от 30.04.2016 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

12. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии [Электронный ресурс] : постановление Правительства РФ от 21.01.2004 № 24 ред. от 29.10.2015 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

13. Об утверждении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети, оказываемые ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы», на долгосрочный период регулирования 2015–2019 годы и долгосрочных параметров регулирования для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью на 2015–2019 годы [Электронный ресурс] : приказ ФСТ России от 09.12.2014 № 297-э/3 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

14. Об электроэнергетике [Электронный ресурс] : федер. закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ ред. от 30.03.2016 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

15. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации [Электронный ресурс] : федер. закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ ред. от 13.07.2015 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

16. О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию Единой энергетической системы России [Электронный ресурс] : федер. закон от 04.11.2007 № 250-ФЗ ред. от 06.12.2011 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

17. О естественных монополиях [Электронный ресурс] : федер. закон от 17.08.1995 № 147-ФЗ ред. от 25.06.2012 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

18. О критериях отнесения объектов электросетевого хозяйства к Единой национальной (общероссийской) электрической сети [Электронный ресурс] : постановление Правительства РФ от 26.01.2006 № 41 ред. от 17.03.2016 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

19. О размере ставки рефинансирования Банка России: указание Банка России от 13.09.2012 № 2873-У // Российская газета. – 2012.

20. О реформировании электроэнергетики Российской Федерации [Электронный ресурс] : постановление Правительства РФ от 11.07.2001 года № 526 ред. от 20.03.2013 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

21. О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики [Электронный ресурс] : постановление Правительства РФ от 17.10.2009 № 823 ред. от 16.02.2015 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

22. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике [Электронный ресурс] : постановление Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 ред. от 30.12.2013 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

23. Энергетическая Стратегии России на период до 2030 года (с пролонгацией до 2035 года) [Электронный ресурс] : распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 № 1715-р ред. от 30.10.2013 // Институт

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

энергетической стратегии (ЗАО «ГУ ИЭС»). – Режим доступа: <http://www.energystrategy.ru/projects/energystrategy.htm>.

24. Виленский П.Л. Оценка эффективности инвестиционных проектов: теория и практика: учеб. пособие / П.Л. Виленский, В.Н. Лифшиц. – М.: Дело, 2002. – 808 с.

25. Воропай Н.И. Надежность систем энергетики (сборник рекомендуемых терминов). / отв. ред. Н.И. Воропай. – М.: ИАЦ «Энергия», 2007. – 191 с.

26. Голованова, Л.В. Организация оптового рынка электроэнергии: учеб. пособие / Л.В. Голованова. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2011. – 140 с.

27. Кашина Е.В. Анализ и диагностика финансово-хозяйственной деятельности предприятия : учебное пособие / Е.В. Кашина, Е.В. Бочарова. – Красноярск : ИПК СФУ, 2009. – 140 с.

28. Менеджмент и маркетинг в электроэнергетике: учебное пособие для студентов вузов / А.Ф. Дьяков, В.В. Жуков, Б.К. Максимов, В.В. Молодюк; под ред. А.Ф. Дьякова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2005. – 504 с.: ил.

29. Основы современной энергетики: учебник для вузов: в 2 т. / под общей редакцией чл.-корр. РАН Е.В. Аметистова. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008.

30. Попов В.М. Бизнес-план инвестиционного проекта: Отечественный и зарубежный опыт. Современная практика и документация: учеб. пособие / Под ред. В.М. Попова – 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Финансы и статистика, 2001. – 432с.

31. Раицкий К.А. Экономика организации (предприятия): Учебник. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательско-торговая корпорация «Дашков и К°», 2003. – 1012 с.

32. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

33. Том 2. Современная электроэнергетика. / под ред. профессора А.П. Бурмана и В.А. Строева. – 632 с., ил.

34. Управление организацией: Учебник / Под ред. А.Г. Поршнева, З.П. Румянцевой, Н.А. Саломатина. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.:ИНФРА-М, 2009. – 736 с.

35. Хлебников В.В. Рынок электроэнергии в России: учеб. Пособие для студентов вузов, обучающихся по экон. специальностям / В.В. Хлебников. – М.: Гуманитар. изд. Центр ВЛАДОС, 2005. – 296 с.

36. Экономика предприятия: Учебник для вузов / Под ред. проф. В.Я. Горфинкеля, проф. В.А. Швандара. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2007. – 670 с. – (Серия «Золотой фонд российских учебников»).

37. Ковалев Г.Ф. Проблемы электроснабжения крупных городов и мегаполисов / Ковалев, Г.Ф. // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение – 2011.

38. Хижина М. А. Анализ показателей эффективности инвестиционных проектов // Проблемы современной экономики: материалы III междунар. науч. конф. (г. Челябинск, декабрь 2013 г.). – Челябинск: Два комсомольца, 2013. – С. 52-55.

39. Википедия [Электронный ресурс] // Интернет-энциклопедия. – Режим доступа: <http://www.ru.wikipedia.org/>.

40. Информационно-аналитический портал о правовом регулировании и правоприменении в энергоснабжении [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://zhane.ru/>.

41. Официальный сайт депутата Кемеровской области Михаила Гридина [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.гридин-vladimir.rf/>.

42. Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/>.

43. Официальный сайт НП «Совет рынка» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.np-sr.ru/>.

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

44. Официальный сайт Общественной палаты Кемеровской области [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.opko42.ru/>.

45. Официальный сайт ПАО «АТС» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.atsenergo.ru/>.

46. Официальный сайт ПАО «ФСК ЕЭС» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.fsk-ees.ru/>.

47. Официальный сайт территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Кемеровской области [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.kemerovostat.gks.ru/>.

48. Официальный сайт Федеральной службы государственной статистики [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gks.ru/>.

49. Стратегия развития Единой национальной электрической сети на десятилетний период [Электронный ресурс] // ПАО «ФСК ЕЭС» [сайт]. – Режим доступа: <http://www.fsk-ees.ru/>.

50. Эксперт [Электронный ресурс] // Электронный журнал. – Режим доступа: <http://www.expert.ru/>.

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**  
**(обязательное)**

**Отчет о прибылях и убытках**

Показатели в млн. руб.

Периоды	ВСЕГО:	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Выручка от дополнительной реализации	5 508,98	0,00	0,00	287,53	305,93	324,29	340,83	356,84	373,62	391,18	409,56	421,44	433,66	446,24	459,18	472,49	486,20
Производственные издержки	1 940,39	0,00	68,72	133,69	133,69	133,69	133,69	133,69	133,69	133,69	133,69	133,69	133,69	133,69	133,69	133,69	133,69
<b>Валовая прибыль</b>	<b>3 568,59</b>	0,00	-68,72	153,84	172,24	190,60	207,14	223,15	239,93	257,49	275,87	287,75	299,97	312,55	325,49	338,80	352,51
Налог на имущество	50,37	0,00	1,78	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47
<b>Прибыль до налогообложения</b>	<b>3 518,22</b>	0,00	-70,50	150,37	168,77	187,13	203,66	219,68	236,45	254,01	272,40	284,28	296,50	309,08	322,02	335,33	349,03
Налог на прибыль	717,74	0,00	0,00	30,07	33,75	37,43	40,73	43,94	47,29	50,80	54,48	56,86	59,30	61,82	64,40	67,07	69,81
<b>Чистая прибыль</b>	<b>2 800,47</b>	0,00	-70,50	120,29	135,02	149,70	162,93	175,75	189,16	203,21	217,92	227,42	237,20	247,26	257,61	268,27	279,23
Выплаты дивидендов	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нераспределенная прибыль	2 800,47	0,00	-70,50	120,29	135,02	149,70	162,93	175,75	189,16	203,21	217,92	227,42	237,20	247,26	257,61	268,27	279,23
Нераспределенная прибыль нарастающим итогом		0,00	-70,50	49,79	184,81	334,51	497,44	673,19	862,35	1 065,56	1 283,48	1 510,91	1 748,11	1 995,37	2 252,98	2 521,25	2 800,47

ДП-080502.65.04-ПЗ

Продолжение приложения А

Периоды	ВСЕГО:	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Выручка от дополнительной реализации, млн. руб.	13 999,51	500,30	514,80	529,73	545,10	560,90	577,17	593,91	611,13	628,85	647,09	665,86	685,17	705,04	725,48
Производственные издержки, млн. руб.	3 038,43	133,69	133,69	133,69	133,69	133,69	133,69	133,69	133,69	28,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Валовая прибыль, млн. руб.</b>	<b>10 961,08</b>	366,61	381,11	396,04	411,41	427,21	443,48	460,22	477,44	600,34	647,09	665,86	685,17	705,04	725,48
Налог на имущество, млн. руб.	78,88	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	0,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Прибыль до налогообложения, млн. руб.</b>	<b>10 882,20</b>	363,13	377,64	392,57	407,93	423,74	440,01	456,75	473,97	599,60	647,09	665,86	685,17	705,04	725,48
Налог на прибыль, млн. руб.	2 190,54	72,63	75,53	78,51	81,59	84,75	88,00	91,35	94,79	119,92	129,42	133,17	137,03	141,01	145,10
<b>Чистая прибыль, млн. руб.</b>	<b>8 691,66</b>	290,51	302,11	314,06	326,35	338,99	352,01	365,40	379,18	479,68	517,67	532,69	548,13	564,03	580,39
Выплаты дивидендов, млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нераспределенная прибыль, млн. руб.	8 691,66	290,51	302,11	314,06	326,35	338,99	352,01	365,40	379,18	479,68	517,67	532,69	548,13	564,03	580,39
Нераспределенная прибыль нарастающим итогом, млн. руб.		3 090,98	3 393,09	3 707,15	4 033,50	4 372,49	4 724,50	5 089,90	5 469,07	5 948,76	6 466,43	6 999,11	7 547,25	8 111,28	8 691,66



**ПРИЛОЖЕНИЕ Б**  
**(обязательное)**

**Отчет о движении денежных средств**

					ДП-080502.65.04.00 ПЗ	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Показатели в млн. руб.

Периоды	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
<b>Приток наличности</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>491,82</b>	<b>514,74</b>	<b>537,61</b>	<b>558,21</b>	<b>578,16</b>	<b>599,05</b>	<b>620,92</b>	<b>643,82</b>	<b>658,62</b>	<b>673,84</b>	<b>689,50</b>	<b>705,62</b>
Источники финансирования:	1842,87	1742,48												
собственный капитал	1842,87	1742,48	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
банковский кредит	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
бюджетное финансирование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выручка от дополнительной реализации энергии и мощности	0	0	303,5	322,9	342,3	359,8	376,7	394,4	412,9	432,3	444,9	457,8	471,0	484,7
НДС к выручке	0,000	0,000	54,631	58,127	61,614	64,757	67,800	70,987	74,323	77,817	80,073	82,395	84,785	87,244
Амортизация	0,00	68,72	133,69	133,69	133,69	133,69	133,69	133,69	133,69	133,69	133,69	133,69	133,69	133,69
<b>Отток наличности</b>	<b>-1860,05</b>	<b>-1863,685</b>	<b>-217,49</b>	<b>-222,52</b>	<b>-227,53</b>	<b>-231,81</b>	<b>-235,89</b>	<b>-240,26</b>	<b>-244,95</b>	<b>-249,97</b>	<b>-252,38</b>	<b>-254,93</b>	<b>-257,62</b>	<b>-260,46</b>
Основные фонды	-1561,8	-1476,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС на оборудование	-281,1	-265,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Производственные издержки без учета амортизации	0,00	-49,99	-97,26	-97,26	-97,26	-97,26	-97,26	-97,26	-97,26	-97,26	-97,26	-97,26	-97,26	-97,26
НДС к затратам	0,0	-21,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Налоговые платежи:														
расчеты с бюджетом по НДС	0	0	-54,59	-58,09	-61,57	-64,72	-67,76	-70,95	-74,28	-77,78	-80,03	-82,35	-84,74	-87,20
Налог на имущество	-17	-49,85	-63,86	-60,92	-57,98	-55,04	-52,10	-49,16	-46,22	-43,27	-40,33	-37,39	-34,45	-31,51
Налог на прибыль	0	0	-1,74	-6,21	-10,67	-14,75	-18,72	-22,85	-27,15	-31,62	-34,71	-37,88	-41,12	-44,44
Дивиденды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Превышение/дефицит	-1860,05	-1863,68	274,33	292,22	310,08	326,40	342,28	358,79	375,97	393,85	406,23	418,91	431,88	445,16
Сумма налоговых платежей	-17	-49,85	-65,60	-67,13	-68,65	-69,79	-70,82	-72,01	-73,36	-74,89	-75,05	-75,27	-75,58	-75,95
Денежные средства нарастающим итогом	-1860,05	-3723,73	-3449,40	-3157,18	-2847,10	-2520,71	-2178,43	-1819,64	-1443,67	-1049,82	-643,59	-224,68	207,20	652,36

ДП-080502.65.04-ПЗ

Продолжение приложения Б

Периоды	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
<b>Приток наличности</b>	<b>722,21</b>	<b>739,27</b>	<b>756,84</b>	<b>774,91</b>	<b>793,50</b>	<b>812,64</b>	<b>832,33</b>	<b>852,59</b>	<b>873,44</b>	<b>894,89</b>	<b>811,78</b>	<b>805,99</b>	<b>829,36</b>	<b>853,41</b>	<b>878,16</b>	<b>903,63</b>
Источники финансирования:																
собственный капитал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
банковский кредит	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
бюджетное финансирование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выручка от дополнительной реализации энергии и мощности	498,74	513,21	528,09	543,40	559,16	575,38	592,06	609,23	626,90	645,08	663,79	683,04	702,85	723,23	744,20	765,79
НДС к выручке	89,77	92,38	95,06	97,81	100,65	103,57	106,57	109,66	112,84	116,11	119,48	122,95	126,51	130,18	133,96	137,84
Амортизация	133,69	133,69	133,69	133,69	133,69	133,69	133,69	133,69	133,69	133,69	28,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Отток наличности</b>	<b>-263,45</b>	<b>-266,59</b>	<b>-269,90</b>	<b>-273,36</b>	<b>-277,00</b>	<b>-280,81</b>	<b>-284,79</b>	<b>-288,97</b>	<b>-293,33</b>	<b>-297,88</b>	<b>-324,60</b>	<b>-337,37</b>	<b>-344,89</b>	<b>-352,64</b>	<b>-360,61</b>	<b>-368,81</b>
Основные фонды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС на оборудование	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Производственные издержки без учета амортизации	-97,26	-97,26	-97,26	-97,26	-97,26	-97,26	-97,26	-97,26	-97,26	-97,26	-97,26	-97,26	-97,26	-97,26	-97,26	-97,26
НДС к затратам	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Налоговые платежи:																
расчеты с бюджетом по НДС	-89,73	-92,34	-95,01	-97,77	-100,61	-103,53	-106,53	-109,62	-112,80	-116,07	-119,46	-122,93	-126,50	-130,16	-133,94	-137,82
Налог на имущество	-28,57	-25,63	-22,69	-19,75	-17	-14	-11	-8	-5	-2	0	0	0	0	0	0
Налог на прибыль	-47,84	-51,32	-54,89	-58,54	-62,28	-66,11	-70,04	-74,06	-78,18	-82,41	-107,54	-117,16	-121,12	-125,19	-129,39	-133,70
Дивиденды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Превышение/дефицит	458,76	472,68	486,94	501,55	516,51	531,83	547,53	563,62	580,11	597,01	487,19	468,62	484,47	500,77	517,55	534,82
Сумма налоговых платежей	-76,41	-76,95	-77,58	-78,29	-79,08	-79,98	-80,96	-82,04	-83,22	-84,50	-107,85	-117,16	-121,12	-125,19	-129,39	-133,70
Денежные средства нарастающим итогом	1111,12	1583,80	2070,74	2572,29	3088,79	3620,62	4168,16	4731,78	5311,89	5908,89	6396,08	6864,70	7349,17	7849,94	8367,49	8902,31

Изм.	
Кол.у	
Лист	
№	
Подпись	
Дата	

ДП-080502.65.04-ПЗ

Приложение В  
(обязательное)

Финансовый профиль инвестиционного проекта

